

УДК 539.3/.6: 622.24.053.6

М.Г. ГЕГЕДЕШ, канд. техн. наук, доц.декан машиностроительного факультета¹доцент кафедры «Техническая физика и теоретическая механика»²

E-mail: maryna.g.kuzn@gmail.com

В.М. ТКАЧЕВдиректор института повышения квалификации и переподготовки кадров¹

E-mail: vmtkachev@gstu.by

Н.В. БОЧАРОВстудент¹

E-mail: bocharov1401.nikita@gmail.com

¹Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого, г. Гомель, Республика Беларусь²Белорусский государственный университет транспорта, г. Гомель, Республика Беларусь*Поступила в редакцию 16.04.2025.*

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕНИЙ ИЗГИБА В ТРУБАХ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Выполнен анализ основных нагрузок, воспринимаемых трубами буровой колонны в процессе бурения нефтяной скважины. Приведена методика определения суммарных напряжений изгиба, возникающих в трубах буровой колонны, в зависимости от геометрических параметров скважины, а также с учетом работы буровой колонны в зависимости от основных режимных параметров бурения (нагрузка на долото и обороты ротора). Произведен расчет составляющих напряжений изгиба, обусловленных кривизной скважины, а также параметрами устойчивости колонны как плоского стержня, определяющимися скоростью вращения ротора и нагрузкой на долото. Выполнен анализ влияния изменяющихся параметров бурения на суммарную величину напряжений изгиба для различных вариантов работы бурового оборудования. Получены зависимости максимальных напряжений изгиба от повышенных значений нагрузки на долото и скорости вращения ротора. Сделаны выводы о влиянии основных режимных параметров бурения на величины напряжений изгиба, испытываемые трубами буровой колонны в процессе проходки нефтяной скважины.

Ключевые слова: буровая колонна, циклические нагрузки, напряжения изгиба, усталостные повреждения, износ буровой трубы

DOI: <https://doi.org/10.46864/1995-0470-2025-2-71-78-84>

Введение. В процессе бурения нефтяной скважины трубы буровой колонны испытывают нагрузки различного происхождения, в том числе переменные, которые обусловлены неравномерностью работы бурового оборудования, изменяющимися параметрами окружающей среды, давлением промысловой жидкости снаружи и внутри буровой колонны, искривлением ствола скважины, повышенными нагрузками при возникновении частичного или полного прихвата оборудования в стволе скважины.

Буровая колонна — связующее звено между долотом, находящимся на забое скважины, и буровым оборудованием, расположенным на поверхности. Одним из современных подходов к оценке нагрузок, воспринимаемых трубами буровой колонны, является индивидуальный учет условий, в которых работает каждая буровая труба, что

возможно осуществить, например, с применением RFID-меток [1–3]. Технология RFID позволяет считывать сигналы с каждой трубы при установке ее в буровую колонну и прохождении через считыватель, установленный на поверхности земли. Различные системы мониторинга процесса бурения позволяют получать данные режимов бурения и геометрию скважины [4], а после считывания RFID-метки известно положение трубы в буровой колонне и, соответственно, производить расчет нагружения каждой трубы буровой колонны.

Растяжение и изгиб буровой колонны являются наиболее существенными источниками напряженного состояния [5–7]. Их влияние может быть усугублено вибрационными нагрузками, совместное действие которых может привести к достижению критических значений напряжений [8–10]. Промышленная статистика свидетельствует

ет, что значительная доля случаев выхода из строя труб приходится на зону захвата или на конец высеченной части [11–13].

Изгибающие нагрузки, воспринимаемые трубами буровой колонны, являются циклическими знакопеременными, что обуславливает возникновение необратимых кумулятивных усталостных повреждений буровых труб при гораздо меньших напряжениях, чем предел текучести материала, принимаемый, как правило, во внимание при проектировании статических пределов буровой колонны. Возникающие микроскопические повреждения постепенно увеличиваются и в случае не обнаружения методами неразрушающего контроля могут достичь критического размера и привести к катастрофическому отказу [14, 15]. Основным фактором усталостных разрушений является циклический изгиб, когда труба вращается в скважине с изменяющейся геометрией. Накопление усталостных повреждений приводит к формированию и развитию микротрещины в теле буровой трубы, последующей эрозии стенки и возникновению промыва [16, 17].

Нагрузки, воспринимаемые буровой колонной. Наиболее существенными являются три параметра: нормальная сила N , изгибающий момент $M_{изг}$ и крутящий момент $M_{кр}$ (рисунок 1).

Условия механического бурения забоя учитывают, что на колонну труб помимо нормальных напряжений действуют касательные напряжения кручения, передающиеся через буровую колонну от ротора или верхнего привода к долоту, максимальное значение которых относится к верхнему (наиболее растянутому) сечению колонны. Поскольку окружная скорость вращения значительно превышает линейную скорость перемещения колонны при бурении, то силами трения скольжения, снижающими в описываемом случае растягивающие напряжения от сил тяжести, можно пренебречь. Силы трения вращения, которые

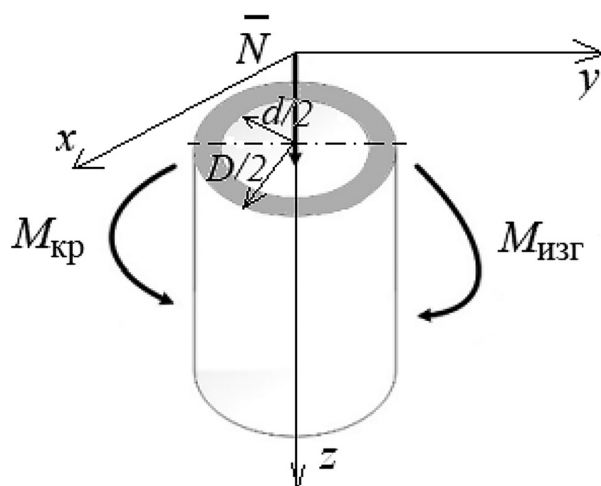


Рисунок 1 — Упрощенная схема нагружения буровой трубы при проходке скважины
Figure 1 — Simplified scheme of drill pipe loading while well drilling

определяют распределение крутящих моментов по длине буровой колонны, рассчитывают исходя из допущения, что колонна вращается вокруг собственной оси, совпадающей с профилем скважины, а момент сил трения пропорционален поперечной силе прижатия труб к стенке скважины (на наклонных участках профиля) или зависит от угловой скорости (на вертикальном участке ствола).

Особенность расчета внутренней продольной силы N состоит в том, что нижняя часть колонны испытывает сжатие за счет разгрузки части веса колонны на забой для создания нагрузки на долото, а верхняя часть колонны испытывает растяжение, будучи подвешенной на талевой системе буровой вышки или подъемного агрегата. При этом максимальное сжатие и растяжение испытывают соответственно самые нижние и верхние сечения колонны труб. При таком способе нагружения внутри колонны труб существует, так называемое, нулевое сечение, которое не испытывает ни сжимающего, ни растягивающего напряженного состояния. Поскольку в нулевом сечении колонны труб действуют условно нулевые нагрузки, необходимо динамически определять место расположения нулевого сечения на основе данных, получаемых с помощью RFID-меток.

Крутящий момент $M_{кр}$, приложенный к колонне труб, определяется режимом работы используемого оборудования и считается постоянным во всех сечениях колонны, поэтому при расчете положения нулевого сечения не учитывается.

При известной величине наружного давления на буровую колонну напряжения в поперечном сечении, проходящем через центр тяжести каждой буровой трубы, для каждого момента времени можно рассчитать радиальные и окружные напряжения по формулам Ламе для толстостенного цилиндра.

Методика расчета напряжений изгиба. Для определения суммарных (максимальных) напряжений изгиба буровой трубы учитываются напряжения изгиба, обусловленные потерей устойчивости, и напряжения изгиба, вызванные кривизной скважины:

$$\sigma_{t_j}^{изг. \Sigma} = \sigma_{t_j}^{изг. уст. i} + \sigma_{t_j}^{изг. кр. i}, \quad (1)$$

где $\sigma_{t_j}^{изг. уст. i}$ — напряжения изгиба, обусловленные потерей устойчивости колонны, Па; $\sigma_{t_j}^{изг. кр. i}$ — напряжения изгиба, вызванные кривизной скважины, Па.

Диаметр ствола скважины превышает диаметр буровой трубы в несколько раз, особенно на первых секциях скважины. В процессе бурения кольцевое пространство между буровой колонной и стенкой скважины заполнено промывочной жидкостью — буровым раствором, поэтому пря-

мого контакта между бурильной колонной и массивом горных пород нет, за исключением появления осложнений (точечные прихваты, затяжки бурильной колонны, течение пластичных солей), т. е. отклонений от нормальных условий бурения, поэтому для определения напряжения изгиба, вызванных потерей устойчивости колонны, можно воспользоваться формулой Эйлера [18, с. 515]:

$$\sigma_{t_j}^{\text{изг.уст.}} = \frac{\pi^2 EJ_i f_i}{l_i^2 W_i}, \quad (2)$$

где E — модуль упругости материала трубы, МПа; J_i — момент инерции поперечного сечения трубы, м⁴; f_i — стрела прогиба бурильной колонны, м:

$$f_i = \frac{D_{\text{скв}} - D_i}{2}, \quad (3)$$

где $D_{\text{скв}}$ — диаметр скважины, м; W_i — полярный момент сопротивления поперечного сечения трубы, м³; l_i^n — длина полуволны прогиба как в сжатой, так и в растянутой частях бурильной колонны, м, приближенно вычисляется по формуле Г.М. Саркисова [6]:

$$l_i^n = \frac{300}{\pi \cdot \omega_{t_j}} \sqrt{\pm 0,5 z_i + \sqrt{0,25 z_i^2 + \frac{E J_i \omega_{t_j}^2 \cdot \pi^2}{900 g q_{t_j}^i}}}, \quad (4)$$

где ω_{t_j} — частота оборотов ротора, об/мин; z_i — координата рассматриваемого сечения бурильной колонны, м, отсчитываемая от нулевого (нейтрального) сечения (координата z считается положительной в растянутой части колонны, а для сжатой части — отрицательной: для верхнего сечения координата $z = z_{0-0}$, а для нулевого сечения координата $z = 0$);

$$z_i = h_{0j} - h_{t_j}^i, \quad (5)$$

$$h_{0j} = \frac{F_{t_j}}{q_{t_j}} = \frac{F_{t_j} L_{t_j}}{P_{t_j}}, \quad (6)$$

где F_{t_j} — нагрузка на долото при механическом бурении в момент времени t_j , Н; q_{t_j} — распределенная сила тяжести бурильной колонны с учетом ее нахождения в промывочной жидкости в момент времени t_j , Н/м; L_{t_j} — длина колонны в j -й момент времени, м.

Напряжения изгиба, вызванные кривизной скважины, можно рассчитать по формуле [6]:

$$\sigma_{t_j}^{\text{изг.кр.}} = \frac{E D_i}{2 r_{k_j}^i}, \quad (7)$$

где $r_{k_j}^i$ — радиус кривизны скважины в месте расположения i -й трубы в j -й момент времени, м:

$$r_{k_j}^i = \frac{10 \cdot 180^\circ}{c_j^i \pi}, \quad (8)$$

где c_j^i — интенсивность искривления ствола скважины в месте прохождения i -й трубы в j -момент времени, град/10 м; данные по интенсивности

искривления могут быть получены на основе измерения угловых параметров ствола скважины инклинометрами в процессе бурения.

Расчеты производились для бурильной колонны, состоящей из труб G-105, выполненных из стали марки 14X17H2 (плотность 7750 кг/м³, модуль упругости 193 ГПа). В каждый фиксируемый момент процесса бурения параметры работы и положение труб бурильной колонны в стволе скважины могут изменяться. В таблице приведены значения параметров работы бурильной колонны в один из таких зафиксированных моментов времени t .

Интенсивность искривления ствола скважины, как следует из формул (7) и (8), прямо пропорционально влияет на значения напряжений изгиба, вызванных кривизной скважины (рисунок 2), однако при этом значения напряжений изгиба при учете плоско изогнутой колонны зависят как от положения нулевого сечения, определяемого величиной нагрузки на долото и общим весом бурильной колонны, так и от скорости вращения ротора, и могут в несколько раз превышать первые значения, обусловленные геометрией скважины (рисунок 3).

Выполнена оценка влияния увеличенной нагрузки на долото на значения изгибающих напряжений, вызванных неустойчивостью колонны (рисунок 4 а). При этом отношение напряжений изгиба при нагрузке, превышающей исходную в 2–4 раза, к исходным значениям не является по-

Таблица — Расчетные параметры работы бурильной колонны при роторном бурении
Table — Calculation parameters of drill string operation during rotary drilling

Параметр	Значение
Частота вращения ротора ω , об/мин	46,8
Нагрузка на долото F , кН	31,2
Положение нулевого сечения (относительно устья скважины) h_0 , м	2289,7
Длина колонны L , м	2400,1
Общий вес колонны P , кН	731,1
Распределенная сила тяжести бурильной колонны q , Н/м	282,6

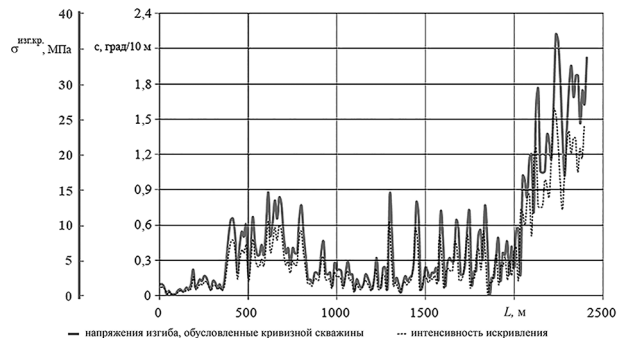


Рисунок 2 — Результаты расчета изгибающих напряжений в бурильной колонне длиной L , вызванных кривизной скважины
Figure 2 — Calculation results of bending stresses in the drill string of length L caused by well curvature

стоянной величиной, изменяется нелинейно: по мере приближения к нулевому сечению разница в значениях достигает нескольких раз.

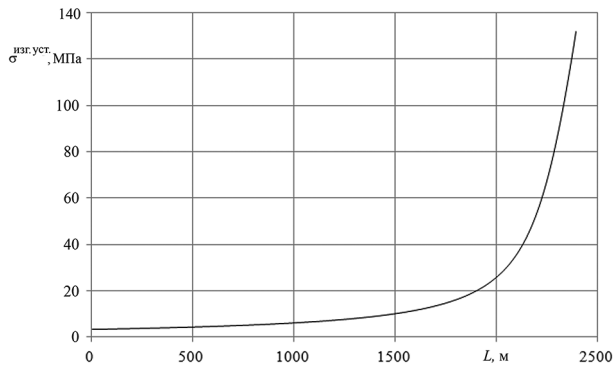
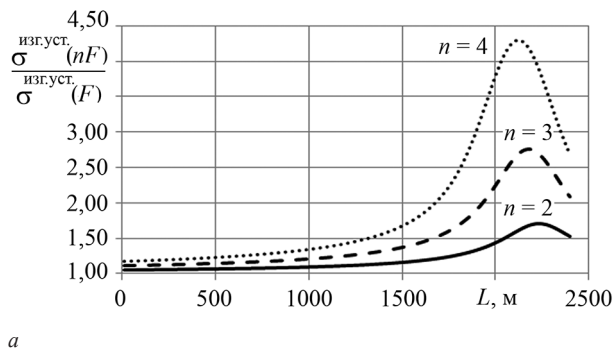


Рисунок 3 — Результаты расчета изгибающих напряжений в буровой колонне длиной L , вызванных неустойчивостью колонны

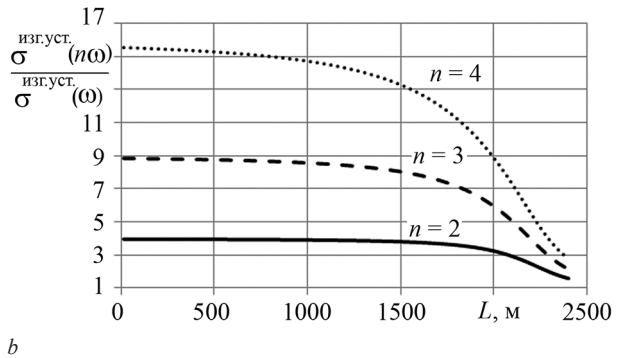
Figure 3 — Results of calculation of bending stresses in the drill string of length L caused by string instability



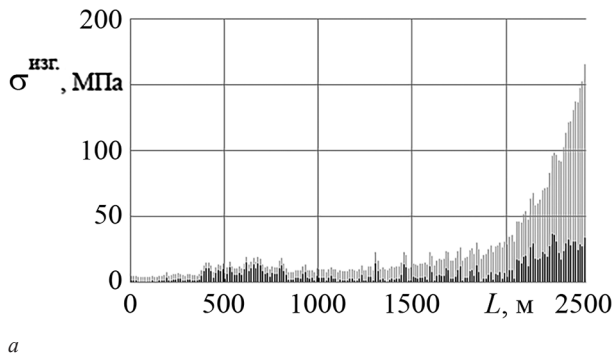
a

Рисунок 4 — Отношение значений изгибающих напряжений в буровой колонне длиной L , вызванных неустойчивостью колонны, при кратно увеличенных усилиях на долото (a) и угловой скорости вращения ротора (b)

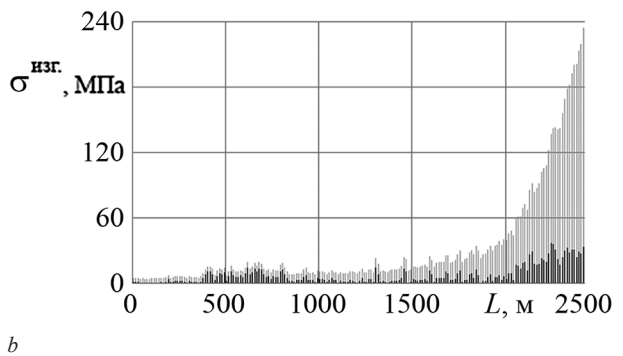
Figure 4 — Ratio of bending stresses in the drill string of length L caused by string instability at multiples of bit force (a) and rotor angular speed (b)



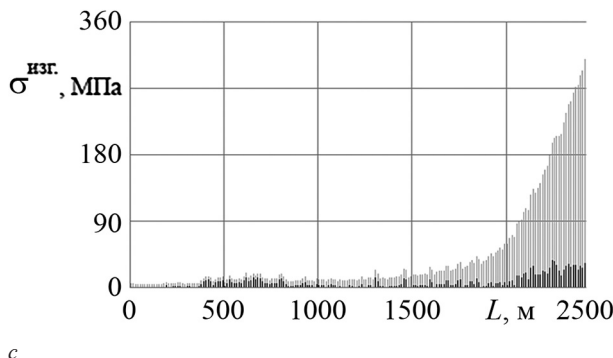
b



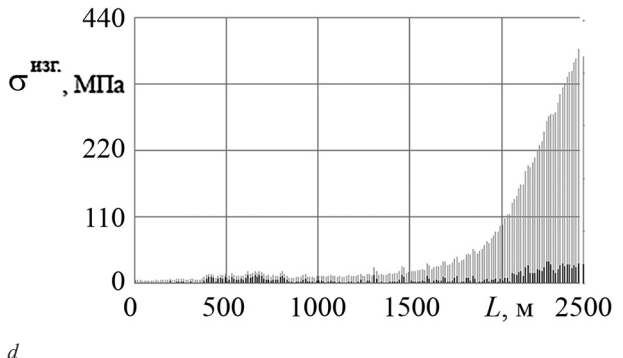
a



b



c



d

Рисунок 5 — Суммарные напряжения изгиба, испытываемые буровой колонной длиной L при исходной (a) и увеличенной в 2 (b), 3 (c) и 4 (d) раза нагрузке на долото

Figure 5 — Total bending stresses experienced by drill string of length L at initial (a) and increased by 2 (b), 3 (c) and 4 (d) times bit load

При тех же параметрах и общей длине буровой колонны при увеличении скорости вращения колонны ротора в два раза изгибающие напряжения, вызванные потерей устойчивости колонны, увеличиваются в верхней части колонны практически в 4 раза, а затем, по мере приближения к нулевому сечению и далее, значения постепенно снижаются и составляют 156 % от исходных (см. рисунок 4 b). Подобная картина наблюдается при увеличении числа оборотов ротора в 3 и 4 раза: верхние трубы колонны испытывают нагрузку, которая в n^2 раз превышает отношение n рассматриваемой скорости вращения к исходной. На практике, особенно при бурении твердых пород на глубине более 500 м скорости вращения ротора, как правило, не превышают 120 об/мин, однако техническими характеристиками современного бурового оборудования предусмотрены частоты вращения более 300 об/мин.

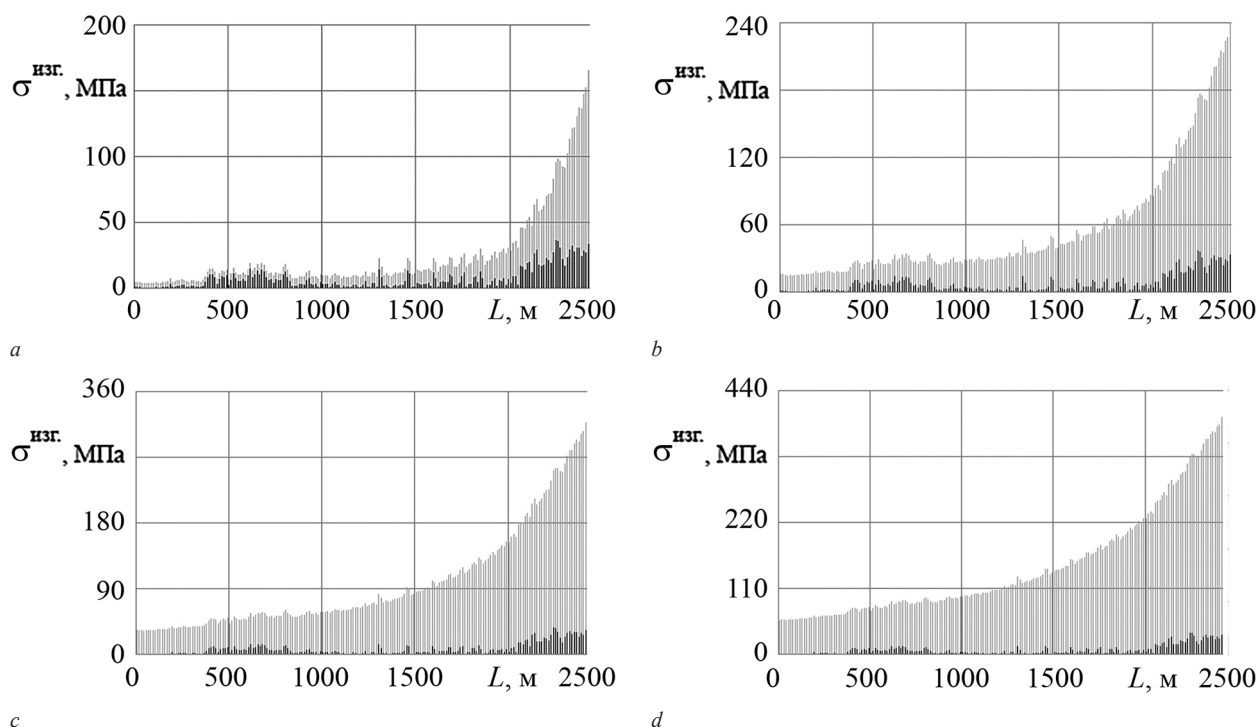


Рисунок 6 — Суммарные напряжения изгиба, испытываемые буровой колонной длиной L при исходной (а) и увеличенной в 2 (b), 3 (c) и 4 (d) раза угловой скорости вращения ротора
 Figure 6 — Total bending stresses experienced by drill string of length L at initial (a) and increased by 2 (b), 3 (c) and 4 (d) times rotor angular speed

Как видно из рисунков 5 и 6, при кратном увеличении нагрузки на долото доля напряжений изгиба, вызванных кривизной скважины, уменьшается. При этом при повышенных скоростях вращения ротора нарастают суммарные напряжения изгиба труб всей колонны, тогда как при кратном увеличении нагрузки на долото более высокие значения изгибающих напряжений испытывают трубы буровой колонны, находящиеся непосредственно до нулевого сечения и все трубы после него.

При увеличении интенсивности искривления скважины доля изгибающих напряжений, обусловленных кривизной скважины, также будет увеличиваться, однако оценка влияния параметров бурения на суммарные значения изгибающих напряжений, оказывающих существенное влияние на вероятность зарождения и накопления усталостных повреждений труб буровой колонны, может быть произведена только на основании всех необходимых данных о геометрии скважины, изменениях параметров работы ротора с течением времени и зафиксированных с достаточной частотой значений нагрузки на долото и режимных параметров.

Заключение. Установлены особенности расчета напряжений изгиба, заключающиеся в учете двух составляющих: первая вызвана кривизной скважины, а вторая обусловлена неустойчивостью буровой колонны, при этом она кратно зависит от скорости вращения ротора, нагрузки на долото и положения нулевого сечения.

Полученные картины распределения изгибающих напряжений не могут быть рассмотрены как общие для всех условий бурения, геометрий скважин и конструкций колонн, однако дают представление о значительном влиянии составляющей напряжения изгиба, вызванной потерей устойчивости буровой колонны, наряду с искривленностью скважины.

Список литературы

1. Каленов, О.Е. Цифровизация в горнодобывающей промышленности / О.Е. Каленов // Вестник Российского экономического университета имени Г.В. Плеханова. — 2021. — Т. 18, № 5(119). — С. 184–192. — DOI: <https://doi.org/10.21686/2413-2829-2021-5-184-192>.
2. Wilson, A. RFID technology for deepwater drilling and completions challenges / A. Wilson // Journal of Petroleum Technology. — 2017. — Vol. 69, iss. 04. — P. 62–64. — DOI: <https://doi.org/10.2118/0417-0062-JPT>.
3. Современные подходы к оценке накопленного усталостного износа буровых труб / М.Г. Гегедеш, Н.В. Бочаров, В.М. Ткачев, А.А. Туркевич // Современные проблемы машиноведения: сб. науч. тр. в 2 ч. / Гомельский гос. техн. ун-т им. П.О. Сухого; под общ. ред. А.А. Бойко. — Ч. 2. — 2025. — С. 153–156.
4. Серебrenников, А.В. О некоторых путях повышения эффективности бурения скважин (на примере нефтяных месторождений Республики Беларусь) / А.В. Серебrenников, Н.В. Бочаров, В.М. Ткачев // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. — 2024. — № 4. — С. 105–118. — DOI: <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-105-118>.
5. Островский, И.Р. Испытание буровых труб и их соединений / И.Р. Островский, В.Ф. Сирик, В.Н. Самков // Научные труды Донецкого национального технического университета. Серия: Горно-геологическая. — 2011. — № 14(181). — С. 59–65.
6. Балденко, Ф.Д. Расчеты бурового оборудования / Ф.Д. Балденко. — М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. — 428 с.

7. Modeling of drill string dynamics in directional wells for real-time simulation / N.K. Tengesdal, G. Fotland, C. Holden, B. Haugen // *Simulation*. — 2023. — Vol. 99, iss. 9. — P. 937–956. — DOI: <https://doi.org/10.1177/00375497231175927>.
8. Прогнозирование остаточного ресурса бурильных труб / Д.Л. Бакиров, Д.Я. Пагурушев, А.К. Шариев [и др.] // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. — 2023. — № 12(372). — С. 13–18. — DOI: [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-12\(372\)-13-18](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-12(372)-13-18).
9. Вязкостный метод гашения крутильных колебаний бурильной колонны / К.А. Башмур М.С. Жарнакова, В.А. Макалов, Ю.Н. Шадчина // *Перспективы науки*. — 2021. — № 5(140). — С. 23–25.
10. Nonlinear coupled motions of a pipe-in-pipe system experiencing vortex-induced vibrations / X. Hou, X. Long, G. Meng, X. Liu // *Nonlinear Dynamics*. — 2024. — Vol. 112, iss. 14. — P. 11829–11850. — DOI: <https://doi.org/10.1007/s11071-024-09694-6>.
11. Ozguc, O. Analysis of fatigue behaviour of drill pipe on pin-box connection / O. Ozguc // *Proc. of the Institution of Mechanical Engineers. Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*. — 2021. — Vol. 235, iss. 1. — P. 68–80. — DOI: <https://doi.org/10.1177/1475090220950064>.
12. Fatigue resonant tests on S140 and S150 grade corroded drill pipe connections and pipe bodies / C. Santus, A. Burchianti, T. Inoue, H. Ishiguro // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. — 2020. — Vol. 184. — DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2020.104107>.
13. The failure patterns and analysis process of drill pipes in oil and gas well: A case study of fracture S135 drill pipe / Z. Yu, D. Zeng, S. Hu [et al.] // *Engineering Failure Analysis*. — 2022. — Vol. 138. — DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106171>.
14. Золотарев, А.Д. Методологическая модель предотвращения отказов / А.Д. Золотарев // *Известия ТулГУ. Технические науки*. — 2024. — Вып. 5. — С. 98–104. — DOI: <https://doi.org/10.24412/2071-6168-2024-5-98-99>.
15. Analysis of failure causes of S135 drill pipe / D. Spasova, Ya. Argirov, N. Atanasov, R. Yankova // *Materials Today: Proc.* — 2022. — Vol. 59, part 3. — P. 1719–1725. — DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.04.026>.
16. Tyrlych, V. Predicting remaining lifetime of drill pipes basing upon the fatigue crack kinetics within a pre-critical period / V. Tyrlych, V. Moisyshyn // *Mining of Mineral Deposits*. — 2019. — Vol. 13, iss. 3. — P. 127–133. — DOI: <https://doi.org/10.33271/mining13.03.127>.
17. Dao, N.H. Stress intensity factors and fatigue growth of a surface crack in a drill pipe during rotary drilling operation / N.H. Dao, H. Sellami // *Engineering Fracture Mechanics*. — 2012. — Vol. 96. — P. 626–640. — DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2012.09.025>.
18. Феодосьев, В.И. Сопротивление материалов / В.И. Феодосьев. — 10-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1999. — 592 с.

GEGEDESH Maryna G., Ph. D. in Eng., Assoc. Prof.

Dean of the Faculty of Mechanical Engineering¹

Associate Professor of the Department “Technical Physics and Theoretical Mechanics”²

E-mail: maryna.g.kuzn@gmail.com

TKACHEV Victor M.

Director of the Upgrading and Retraining Institute¹

E-mail: vmtkachev@gstu.by

BOCHAROV Nikita V.

Student¹

E-mail: bocharov1401.nikita@gmail.com

¹Sukhoi State Technical University of Gomel, Gomel, Republic of Belarus

²Belarusian State University of Transport, Gomel, Republic of Belarus

Received April 16, 2025.

FEATURES OF BENDING STRESSES CALCULATION FOR A DRILL STRING PIPES AT OIL WELL DRILLING

An analysis of the main loads acting on drill string pipes in the process of drilling an oil well is performed. The method is given for determining the total bending stresses arising in the drill string pipes, depending on the geometric parameters of the well, as well as taking into account the drill string operation, depending on the drilling equipment basic parameters (bit load and rotor speed). The calculation is made for the bending stress components caused by the well curvature, as well as the column stability parameters as a flat rod determined by the rotor speed and the bit load. An analysis of the influence of changing drilling parameters on the total amount of bending stress is carried out for various options of the drilling equipment operation. The dependences of the maximum bending stresses on the increased values of the bit load and the rotor speed are obtained. Conclusions are made on the influence of the main operating parameters of the drilling equipment on the magnitude of the bending stress experienced by the drill string pipes during the oil well drilling.

Keywords: drill string, cyclic loading, bending stresses, fatigue damage, drill pipe wear

DOI: <https://doi.org/10.46864/1995-0470-2025-2-71-78-84>

References

1. Kalenov O.E. Tsifrovizatsiya v gornodobyvayushchey promyshlennosti [Digitalization in the mining industry]. *Vestnik of the Plekhanov Russian University of Economics*, 2021, vol. 18, no. 5(119), pp. 184–192. DOI: <https://doi.org/10.21686/2413-2829-2021-5-184-192> (in Russ.).
2. Wilson A. RFID technology for deepwater drilling and completions challenges. *Journal of petroleum technology*, 2017, vol. 69, iss. 04, pp. 62–64. DOI: <https://doi.org/10.2118/0417-0062-JPT>.
3. Gegedesh M.G., Bocharov N.V., Tkachev V.M., Turkevich A.A. Sovremennye podkhody k otsenke nakoplennoy ustalostnoy iznosa burilnykh trub [Modern approaches to assessing the accumulated fatigue wear of drilling pipes]. *Sovremennye problemy mashinovedeniya*, 2025, part 2, pp. 153–156 (in Russ.).
4. Serebrennikov A.V., Bocharov N.V., Tkachev V.M. O nekotorykh putyakh povysheniya effektivnosti bureniya skvazhin (na primere neftyanykh mestorozhdeniy Respubliki Belarus) [On some ways to increase the efficiency of well drilling (on the example of oil fields of the Republic of Belarus)]. *Bulletin Sukhoi State Technical University of Gomel*, 2024, no. 4, pp. 105–118. DOI: <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-105-118> (in Russ.).
5. Ostrovskiy I.R., Sirik V.F., Samkov V.N. Ispytanie burilnykh trub i ikh soedineniy [Testing of drill pipes and their joints]. *Nauchnye trudy Donetskogo natsionalnogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Gorno-geologicheskaya*, 2011, no. 14(181), pp. 59–65 (in Russ.).
6. Baldenko F.D. *Raschety burovogo oborudovaniya* [Calculations of drilling equipment]. Moscow, Rossiyskiy gosudarstvennyy universitet nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2012. 428 p. (in Russ.).
7. Tengesdal N.K., Fotland G., Holden C., Haugen B. Modeling of drill string dynamics in directional wells for real-time simulation. *Simulation*, 2023, vol. 99, iss. 9, pp. 937–956. DOI: <https://doi.org/10.1177/00375497231175927>.
8. Bakirov D.L., et al. Prognozirovaniye ostatochnogo resursa burilnykh trub [Forecasting the residual life of drill pipes]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2023, no. 12(372), pp. 13–18. DOI: [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-12\(372\)-13-18](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-12(372)-13-18) (in Russ.).
9. Bashmur K.A., Zharnakova M.S., Makolov V.A., Shadchina Yu.N. Vyazkostnyy metod gasheniya krutilnykh kolebaniy burilnoy kolonny [Viscosity method of damping torsional vibrations of the drill string]. *Science prospects*, 2021, no. 5(140), pp. 23–25 (in Russ.).
10. Hou X., Long X., Meng G., Liu X. Nonlinear coupled motions of a pipe-in-pipe system experiencing vortex-induced vibrations. *Nonlinear dynamics*, 2024, vol. 112, iss. 14, pp. 11829–11850. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11071-024-09694-6>.
11. Ozguc O. Analysis of fatigue behaviour of drill pipe on pin-box connection. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of engineering for the maritime environment*, 2021, vol. 235, iss. 1, pp. 68–80. DOI: <https://doi.org/10.1177/1475090220950064>.
12. Santus C., Burchianti A., Inoue T., Ishiguro H. Fatigue resonant tests on S140 and S150 grade corroded drill pipe connections and pipe bodies. *International journal of pressure vessels and piping*, 2020, vol. 184. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2020.104107>.
13. Yu Z., et al. The failure patterns and analysis process of drill pipes in oil and gas well: A case study of fracture S135 drill pipe. *Engineering failure analysis*, 2022, vol. 138. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106171>.
14. Zolotarev A.D. Metodologicheskaya model predotvrashcheniya otkazov [Methodological model of equipment failures prevention]. *News of the Tula State University. Technical sciences*, 2024, iss. 5, pp. 98–104. DOI: <https://doi.org/10.24412/2071-6168-2024-5-98-99> (in Russ.).
15. Spasova D., Argirov Ya., Atanasov N., Yankova R. Analysis of failure causes of S135 drill pipe. *Materials today: Proceedings*, 2022, vol. 59, part 3, pp. 1719–1725. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.04.026>.
16. Tyrlych V., Moisyshyn V. Predicting remaining lifetime of drill pipes basing upon the fatigue crack kinetics within a pre-critical period. *Mining of mineral deposits*, 2019, vol. 13, iss. 3, pp. 127–133. DOI: <https://doi.org/10.33271/mining13.03.127>.
17. Dao N.H., Sellami H. Stress intensity factors and fatigue growth of a surface crack in a drill pipe during rotary drilling operation. *Engineering fracture mechanics*, 2012, vol. 96, pp. 626–640. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2012.09.025>.
18. Feodosiev V.I. *Soprotivleniye materialov* [Resistance of materials]. Moscow, Moskovskiy gosudarstvennyy tekhnicheskiy universitet im. N.E. Bauman Publ., 1999. 592 p. (in Russ.).