

УДК 622.24.051.64

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

Шифр специальности ВАК: 2.8.1

Исследование влияния поверхностной пластической деформации материала бурильных труб на их технологические свойства

Н.А. Буглов, П.С. Пушмин✉

*Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, г. Иркутск*

✉ pps@ex.istu.edu

Аннотация. *Актуальность* работы обусловлена необходимостью исследования влияния поверхностной пластической деформации бурильных труб на их технологические свойства, что позволит значительно сократить нерациональные материальные и энергетические затраты на проходку скважин, а также оптимизировать технико-экономические показатели производства буровых работ. **Цель:** повышение производительности геологической разведки посредством оптимизации эксплуатационных характеристик бурильных труб. **Объекты:** буровая скважина, буровой снаряд, бурильная колонна, дробеударная обработка труб, поверхностная пластическая деформация. **Методы:** разработаны и изготовлены специализированные испытательные стенды для проведения экспериментальных исследований; обработка данных экспериментальных исследований произведена графоаналитическим методом. **Результаты.** Представлены результаты исследования влияния поверхностной пластической деформации, произведенной посредством дробеударной обработки поверхности материала бурильных труб, на их технологические свойства. Проведенные исследования показали значительное влияние поверхностной пластической деформации бурильных труб на их технологические свойства и эксплуатационные характеристики. В частности, было установлено, что микротрещины и прочие микродефекты могут привести к снижению прочности и усталостной выносливости трубы, а также к ухудшению ее коррозионной стойкости. **Выводы.** Оптимальной степенью покрытия поверхности бурильных труб ЛБТН-54 и СБТ-42, гарантирующей существенное улучшение их технологических свойств, является величина, близкая к 80 %. При оптимальной степени поверхностной пластической деформации материала бурильных труб ЛБТН-54 жесткость их поперечного сечения увеличивается в 1,8 раза; крутильная жесткость возрастает в 1,3 раза; демпфирующая способность повышается на 33 %, а амплитуда свободных колебаний уменьшается в среднем в 1,9 раза; затраты мощности на проворачивание их вокруг своей изогнутой оси увеличиваются на 15 %. При оптимальной степени поверхностной пластической деформации материала бурильных труб СБТ-42 жесткость их поперечного сечения возрастает в 1,43 раза; крутильная жесткость увеличивается в 1,4 раза; демпфирующая способность повышается на 25 %, а амплитуда свободных колебаний уменьшается в среднем в 1,75 раза; затраты мощности на проворачивание вокруг своей изогнутой оси уменьшаются на 7 %. Поверхностная пластическая деформация материала бурильных труб ЛБТН-54 способствует расширению областей их работы в скважине в режиме прямой прецессии, обеспечивающей улучшение технико-экономических показателей бурения в сложных геологических условиях.

Ключевые слова: бурильные трубы, пластическая деформация, прогиб трубы, дробеударная обработка, амплитуда и скорость затухания, ток вращения

Для цитирования: Буглов Н.А., Пушмин П.С. Исследование влияния поверхностной пластической деформации материала бурильных труб на их технологические свойства // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 44–50. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

UDC 622.24.051.64

DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

Effect of surface plastic deformation of drill pipes material on their technological properties

N.A. Buglov, P.S. Pushmin✉

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

✉ pps@ex.istu.edu

Abstract. Relevance. The need to study the effect of surface plastic deformation of drill pipes on their technological properties, which will significantly reduce the irrational material and energy costs of drilling wells, as well as optimize the technical and economic indicators of drilling operations. **Aim.** To increase the productivity of geological exploration by optimizing the operational characteristics of drill pipes. **Objects.** Drilling well, drilling shell, drill string, shot blasting of pipes, surface plastic deformation. **Methods.** Specialized test benches have been developed and manufactured for conducting experimental studies; processing of experimental research data was carried out by the graphoanalytic method. **Results.** The paper introduces the results of the study of the effect of surface plastic deformation produced by means of shot-impact treatment of the surface of the drill pipe material on their technological properties. The conducted studies shown a significant effect of surface plastic deformation of drill pipes on their technological properties and operational characteristics. In particular, it was found that microcracks and other microdefects can lead to a decrease in the strength and fatigue resistance of the pipe, as well as to a deterioration in its corrosion resistance. **Conclusions.** The optimal degree of surface coating of LBTN-54 and SBT-42 drill pipes, which guarantees a significant improvement in their technological properties, is close to 80%. With an optimal degree of surface plastic deformation of the material of LBTN-54 drill pipes the stiffness of their cross-section increases by 1.8 times; torsional stiffness grows by 1.3 times; damping capacity increases by 33%, and the amplitude of free vibrations decreases by an average of 1.9 times; power costs for turning them around their curved axis grow by 15%. At the optimal degree of surface plastic deformation of the SBT-42 drill pipe material the stiffness of their cross-section increases by 1.43 times; torsional stiffness grows by 1.4 times; damping capacity increases by 25%, and the amplitude of free vibrations decreases by an average of 1.75 times; power consumption for turning around its curved axis decreases by 7%. Surface plastic deformation of the LBTN-54 drill pipe material contributes to the expansion of the areas of their operation in the well in the mode of direct precession, which ensures the improvement of technical and economic indicators of drilling in difficult geological conditions.

Keywords: drill pipes, plastic deformation, pipe deflection, shot blasting, amplitude and attenuation rate, rotation current

For citation: Buglov N.A., Pushmin P.S. Effect of surface plastic deformation of drill pipes material on their technological properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 44–50. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4711

Введение

Одним из способов обработки поверхности бурильных труб, способствующих повышению их технологических свойств, является дробеударная обработка. Для реализации данного способа применяется специальное оборудование, оснащенное ударными головками, создающее ударную волну высокой интенсивности, которая удаляет с поверхности металла труб практически любые неровности и дефекты [1–5].

Главным преимуществом дробеударной обработки является увеличение производительности и жизненного цикла бурильных труб. Это процесс, который может способствовать снижению затрат на обслуживание и ремонт бурового технологического инструмента. Возможна обработка поверхностей бурильных труб разных диаметров с различной интенсивностью воздействия [6–11].

Для оценки влияния результатов дробеударной обработки на упругие и демпфирующие свойства бурильных труб был разработан и изготовлен испытательный стенд, позволивший провести исследования воздействия поверхностной пластической деформации (ППД) на изменение следующих характеристик: жесткости на изгиб; крутильной жесткости; скорости затухания свободных колебаний; затрат мощности на вращение прогнутой трубы.

Основу стенда составляют два стальных основания, выполненных в виде рам, жестко закрепленных на бетонном полу при помощи анкеров. Такая заделка обеспечивает их устойчивость при проведении экспериментов, сопряженных с вращением, колебаниями и, как следствие, стабильность условий проведения измерений. В зависимости от вида проводимых исследований выполнялась различная комплектация оснований узлами привода и закреп-

ления. Например, при проведении исследований по влиянию обработки на изгибную жесткость стэнд комплектуется по схеме, представленной на рис. 1.

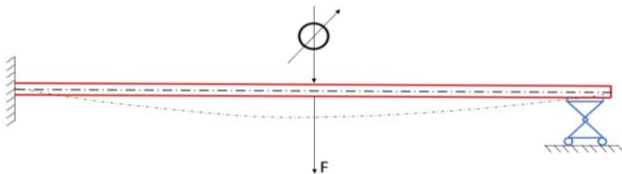


Рис. 1. Схема комплектации стэнда для исследования влияния ППД на изгибную жесткость буровых труб

Fig. 1. Scheme of stand configuration for studying the effect of surface plastic deformation (SPD) on the bending stiffness of drill pipes

Согласно схеме, левая сторона буровой трубы закрепляется в жесткой заделке, которая реализована с использованием прецизионных зажимных призм, что обеспечивает равенство защемления при прикреплении образцов. Правая сторона установлена на шарнирно-подвижной опоре, позволяющей штанге двигаться как вдоль оси вращения, так и изменять угол наклона при прогибе.

Подобным образом была выполнена заделка образца применительно к отслеживанию жесткости на прогиб. В центральной точке относительно заделок к трубе присоединяется тяга датчика колебаний дифференциально-трансформаторного типа. Сам датчик колебаний закреплен в магнитной стойке, которая позволяет плавно регулировать его положение по вертикали, что необходимо для установки нулевой точки отсчета перемещения. Измерительный сигнал, предварительно выпрямленный в двухполупериодном выпрямителе, поступает на вход самопишущего вольтметра НЗ38-6П. Питание датчика переменным током осуществляется от низкочастотного генератора сигналов ГЗ-117.

Для масштабирования сигнала самописца и точной установки начального положения измерительного сердечника относительно катушек к выходной линии параллельно самописцу также был подключен цифровой универсальный вольтметр В7-16А. В непосредственной близости от датчика колебаний закрепляется электросбросовое устройство, при помощи которого обеспечивается резкий отрыв прикрепленного к нему груза. Для отслеживания изменений крутильной жесткости в зависимости от степени обработки труб был использован стэнд, схема которого показана на рис. 2.

Труба с обеих сторон укладывается на подшипниковые пары, соосно закрепленные на основаниях. На левом основании при помощи шарнирно-неподвижной опоры закреплен двигатель постоянного тока с понижающим редуктором, который при помощи карданного вала передает вращение трубе.

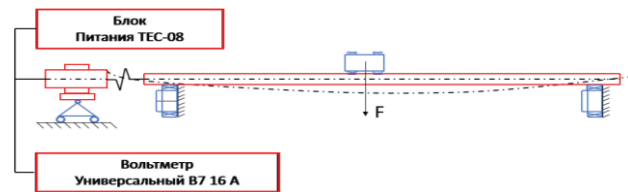


Рис. 2. Схема комплектации стэнда для исследования влияния ППД на крутильную жесткость

Fig. 2. Scheme of the stand configuration for studying the SPD effect on torsional stiffness

Для соединения карданного вала и штанги используется резьбовой переход. Изгиб трубы обеспечивается при помощи подшипниковой тележки нагружения, самоцентрирующейся в плоскости прогиба без точки опоры к неподвижному основанию, что минимизирует влияние величины прогиба трубы относительно осей сечения и вращения.

Устройство нагружения, присоединяемое к тележке, позволяет реализовать четырехкратное изменение нагрузки. Напряжение на двигатель подавалось с высокостабильного лабораторного источника постоянного напряжения ТЕС-08. Ток вращения измерялся цифровым универсальным вольтметром В7-16А.

Изменение жесткости на скручивание буровой трубы экспериментально исследовано при помощи стэнда, схема которого показана на рис. 3. В данном случае левая сторона трубы жестко закреплена прецизионными призмами аналогично тому, что использовались при измерении прогиба. К правой стороне трубы, лежащей на подшипниковой опоре, присоединен рычаг закручивания, на конце которого размещено устройство нагружения.

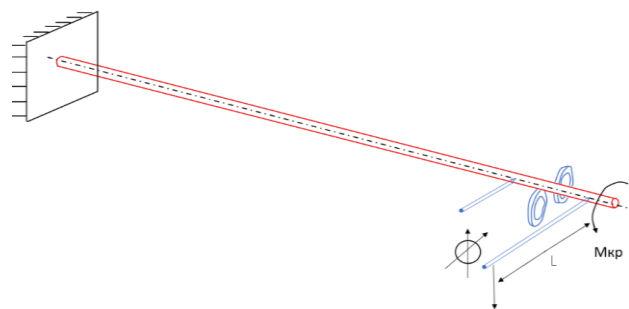


Рис. 3. Схема комплектации стэнда для исследования влияния ППД на жесткость скручивания

Fig. 3. Scheme of the stand configuration for studying the SPD effect on the twisting stiffness

Угол заворота определялся косвенным методом с использованием датчика перемещения ИЧ25, на который при помощи измерительного рычага передается линейная величина заворота, впоследствии переводимая в градусную меру угла.

Методика проведения стендовых исследований и обработка полученных результатов

Методика проведения экспериментов во всех случаях оставалась неизменной и включала несколько этапов. На первом этапе проводилось снятие параметра трубы до проведения обработки. Последующие этапы предполагают обработку до заданной степени покрытия и повторение всего комплекса измерений. В каждом комплексе стальных (СБТ) и легкосплавных (ЛБТ) бурильных труб было по пять труб. На торцах труб наносились метки, расположенные относительно друг друга под углом 180 град., что позволяло ориентировать трубу по двум неизменным плоскостям замера, обеспечивающим четыре позиции ориентации.

Такой подход позволил снизить влияние случайной составляющей ошибки измерения, связанной с геометрическими отклонениями образца. Кроме этого, для снижения погрешности каждый замер повторялся во всех четырех позициях закрепления по пять раз последовательно после проворота и перекрепления. Таким образом, при каждой степени обработки по каждому образцу произведено 20 наблюдений.

Ранее проведенные исследования влияния ППД на характеристики бурильных труб позволили сделать выводы о наиболее эффективных режимах обработки [11–20]. Данный факт позволил ограничиться при проведении экспериментов теми параметрами и степенями обработки, которые имеют наибольшее практическое применение.

Так, упрочнение поверхности бурильной трубы осуществлялось дробью 3 мм при скорости дробы $V=80$ м/с со степенью покрытия 60, 70, 80, 90 %, затем проводился весь комплекс измерений.

Методика отслеживания влияния обработки на изгибную жесткость бурильных труб состояла в следующем. Образец трубы монтировался на специализированном стенде (рис. 1), к его центральной части подводился индикатор часового типа и устройство нагружения. Подведение нагрузки производилось с шагом 2 даН до тех пор, пока прогиб не превысит значения 10 мм. Замеры прогибов повторялись в каждой позиции закрепления по три раза последовательно после разворота и перекрепления образца.

Полученные результаты представлены на рис. 4.

Результаты замеров прогиба трубы ЛБТН-54 от прикладываемой нагрузки при различных степенях покрытия показывают, что величина стрелы прогиба линейным образом зависит от степени обработки – между исходной трубой и 60, 70, 80 процентной степенью покрытия разница значима у обоих типов труб (значение р-критерия менее 0,001 ($p<0,001$)). Между 80 и 90 % степенями покрытия разница у труб ЛБТН-54 незначительна ($p>0,05$), СБТ-42 – разница минимальна, но значима ($p=0,05$). Здесь можно сделать вывод о том, что целесообразно вести обработку до степени 80 %, далее может начаться проявление эффекта Ваушингера (переупрочнение поверхностного слоя, приводящее к потере жесткости и шелушению обработанной поверхности).

В качестве функции отклика при изучении влияния степени ППД на демпфирующие свойства материала бурильных труб приняты: скорость полного затухания свободных колебаний; амплитуда свободных колебаний.

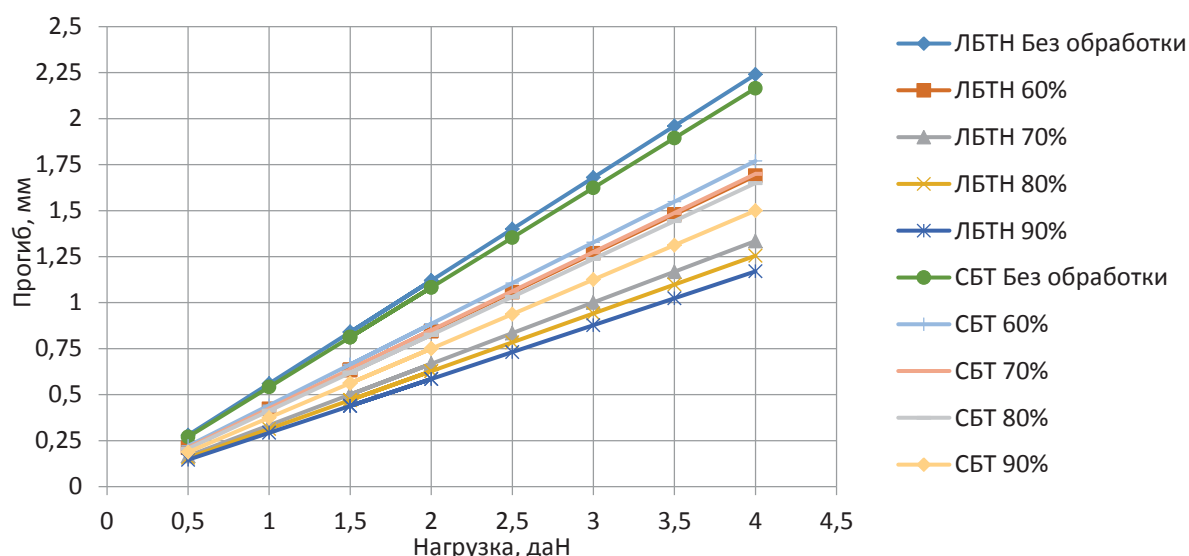


Рис. 4. Зависимость прогиба труб ЛБТН-54 и СБТ-42 от нагрузки при разных степенях покрытия
Fig. 4. Dependence of the deflection of the LBTN-54 and SBT-42 pipe on the load at different degrees of coating

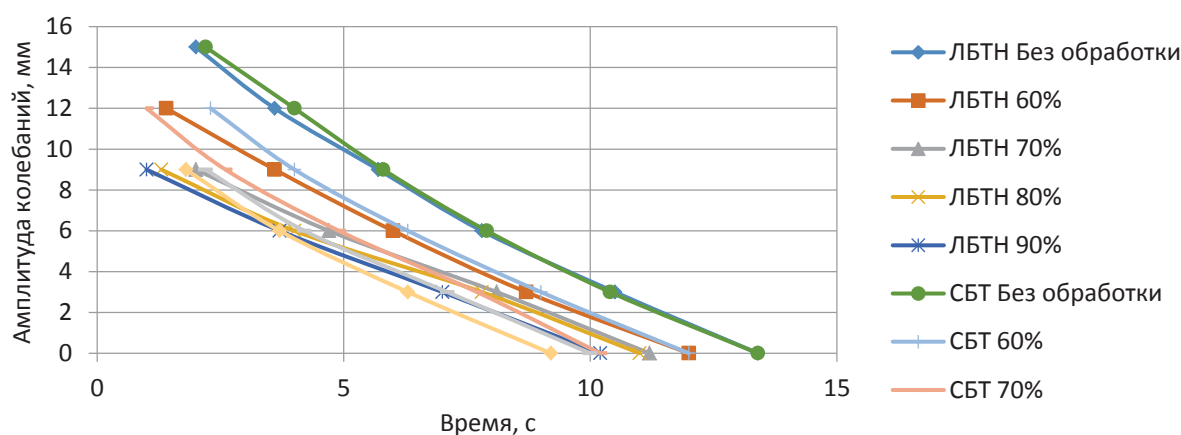


Рис. 5. Зависимость амплитуды и скорости затухания свободных колебаний от степени покрытия труб ЛБТН-54 и СБТ-42

Fig. 5. Dependence of the amplitude and attenuation rate of free oscillations on the degree of coating of the pipe LBTN-54 and SBT-42

Полученные в результате экспериментов диаграммы разбивались на равные участки длиной 5 мм, что при скорости протяжки ленты самописца 25 мм/с соответствует реальному времени колебания образца 0,2 с. На разбитых участках производилось усреднение амплитуды графоаналитическим способом. По полученным усредненным значениям для одноименных интервалов времени находилось среднее арифметическое значение амплитуды по всем замерам для образца, что позволило построить графики зависимости амплитуды колебаний от времени затухания (рис. 5).

Анализ графических зависимостей показывает, что у обработанного образца снижены как время полного затухания колебаний, так и амплитуда. Причем между исходным образцом и 60–70 % степенями покрытия разница во время затухания колебаний как у труб ЛБТН-54, так и у труб СБТ-42 существенна ($p < 0,001$). Между 80–90 % степенями существенной разницы во времени затухания не наблюдается ($p > 0,05$).

Стенд, укомплектованный, как показано на рис. 3, использовался для исследования зависимости тока вращения от величины прогиба трубы, для чего в центральной точке относительно опор ставилась тележка нагружения, на двигатель подавалось напряжение вращения. После измерения тока холостого вращения производилось последовательное четырехкратное нагружение с шагом 8 даН и отслеживанием тока вращения при каждой нагрузке. Полученные результаты представлены на рис. 6.

Величина прогиба в данной серии экспериментальных исследований является производной от прилагаемой нагрузки. Как видно, ток вращения линейно зависит от изгибающей нагрузки, причем при увеличении степени покрытия происходит его снижение. Между исходным образцом 60–70 % степенями по-

крытия разница в силе тока в обоих случаях существенна ($p < 0,001$). Степени покрытия 70–80 % также различаются ($p < 0,05$), однако, что хорошо видно на диаграмме, значительно меньше. Между 80–90 % покрытия разница не наблюдается ($p > 0,05$).

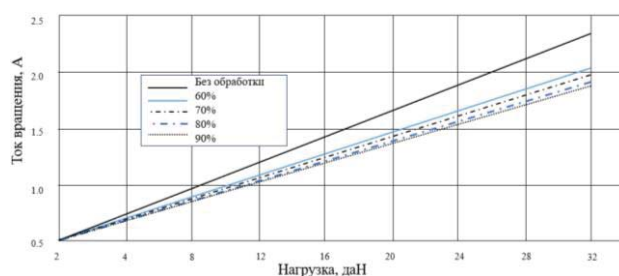


Рис. 6. Зависимость тока вращения от величины прогиба при разных степенях покрытия трубы СБТ-42

Fig. 6. Dependence of the rotation current on the deflection value at different degrees of coating of the pipe SBT-42

Выводы

Резюмируя основные результаты проведенного исследования, можно сделать следующие выводы:

1. Оптимальной степенью покрытия поверхности легкосплавных буровых труб ниппельного соединения наружным диаметром 54 мм (ЛБТН-54) и стальных буровых труб наружным диаметром 42 мм (СБТ-42), гарантирующей существенное улучшение их технологических свойств, является величина, близкая к 80 %.
2. При оптимальной степени ППД материала буровых труб ЛБТН-54 жесткость их поперечного сечения увеличивается в 1,8 раза; крутильная жесткость возрастает в 1,3 раза; демпфирующая способность повышается на 33 %, а ам-

плитуда свободных колебаний уменьшается в среднем в 1,9 раза; затраты мощности на проворачивание их вокруг своей изогнутой оси увеличиваются на 15 %. При оптимальной степени ППД материала бурильных труб СБТ-42 жесткость их поперечного сечения возрастает в 1,43 раза; крутильная жесткость увеличивается в 1,4 раза; демпфирующая способность повышается на 25 %, а амплитуда свободных колебаний

уменьшается в среднем в 1,75 раза; затраты мощности на проворачивание вокруг своей изогнутой оси уменьшаются на 7 %.

3. ППД материала бурильных труб ЛБТН-54 способствует расширению областей их работы в скважине в режиме прямой прецессии, обеспечивающей улучшение технико-экономических показателей бурения в сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фалеев С.Ю., Русинов О.А. Применение современных технологий в области дробеударной обработки // Современные авиационные технологии. – 2023. – С. 38–44.
2. Гриб П.С., Буглов Н.А., Карпиков А.В. Исследование влияния основных технологических процессов дробеударной обработки на глубину деформированного слоя бурильных труб // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2011. – № 2 (39). – С. 212–218.
3. Рыковский Б.П., Смирнов В.А., Щетинин Г.М. Местное упрочнение деталей поверхностным наклепом. – М.: Машиностроение, 1985. – 151 с.
4. Макарук А.А., Пушмин П.С., Романов Г.Р. Повышение эффективности изготовления обсадных колонн технологическими методами // Перспективы развития горно-металлургической отрасли (Игошинские чтения). – 2022. – Т. 1. – С. 312–316.
5. Повышение коррозионной стойкости бурильных труб дробеударной обработкой / А.В. Карпиков, Н.А. Буглов, В.А. Захаров, В.Н. Москвитин // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2011. – № 2 (39). – С. 228–230.
6. Owolabi O., Ossia C.V., Akhigbemide C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation // American Journal of Mechanical Engineering. – 2016. – Vol. 4. – № 4. – P. 153–162.
7. Буглов Н.А., Пушмин П.С. Обоснование оптимальных параметров стабилизирующих колонковых компоновок при бурении скважин в условиях естественного искривления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 20–29.
8. Петенев П.Г., Нескоромных В.В., Попова М.С. Опыт и результаты внедрения динамически стабилизирующего инструмента при бурении геологоразведочных скважин комплексами ЦСК // Разведка и охрана недр. – 2022. – № 3. – С. 57–64.
9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well // Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics. – Rio de Janeiro, Brazil, 2018. – P. 325–339.
10. Кузнецов А.Б., Григулецкий В.Г. Упругая устойчивость компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5 (341). – С. 5–8.
11. Жданев О.В., Зайцев А.В., Продан Т.Т. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа бурильной колонны // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – № 6. – С. 872–884.
12. Мумин М.Р., Шин И.Г. Повышение эффективности дробеударного упрочнения деталей машин переменными параметрами режима обработки // Инновации в металлообработке: взгляд молодых специалистов. – 2015. – С. 224–226.
13. Calculation models for the assessment of deflected mode in the surface layer of parts during surface plastic deformation by running and smoothing / B. Kasimov, M. Muminov, A. Abrorov, Kh. Mirzakarimov // Modern Innovations, Systems and Technologies. – 2022. – Vol. 2. – № 4. – P. 324–330.
14. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories // Drilling and completion SPE. – 2004. – Vol. 20. – № 2. – P. 101–108.
15. Молдаши Д.Н. Методы и технические решения повышения надежности удержания трассы геотехнологической скважины // Горные науки и технологии. – 2021. – Т. 6. – № 1. – С. 42–51.
16. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well // Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE. – Houston, Texas, USA, 2004. – P. 234–241.
17. Sugiura J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro. – Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. – Vol. 4. – P. 223–247.
18. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques // Petrophysics. – 2016. – Vol. 57. – Iss. 4. – P. 351–368.
19. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells // Drilling and production practice. – New York, New York, USA: American Petroleum Institute, 1953. – P. 222–250.
20. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Разработка компоновки бурильной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка на шельфе северных морей // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 2. – С. 27–36.

Информация об авторах

Николай Александрович Буглов, кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета, Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83. bna@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0009-0007-6112-7071>

Павел Сергеевич Пушмин, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета, Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83. pps@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0000-0001-5127-849X>

Поступила в редакцию: 21.05.2024

Поступила после рецензирования: 06.06.2024

Принята к публикации: 24.01.2025

REFERENCES

1. Faleev S.Yu., Rusinov O.A. Application of modern technologies in the field of shot blasting. *Modern aviation technologies*, 2023. pp. 38–44. (In Russ.)
2. Grib P.S., Buglov N.A., Karpikov A.V. Investigation of the influence of the main technological processes of shot blasting on the depth of the deformed layer of drill pipes. *Izvestia of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2011, no. 2 (39), pp. 212–218. (In Russ.)
3. Rykovsky B.P., Smirnov V.A., Shchetinin G.M. *Local hardening of parts by surface riveting*. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1985. 151 p. (In Russ.)
4. Makaruk A.A., Pushmin P.S., Romanov G.R. Increasing the efficiency of casing production by technological methods. *Prospects for the development of the mining and metallurgical industry (Igoshinsky readings)*, 2022, vol. 1, pp. 312–316. (In Russ.)
5. Karpikov A.V., Buglov N.A., Zakharov V.A., Moskvitin V.N. Improving the corrosion resistance of drill pipes by shot-impact treatment. *Izvestiya Sibirskogo secciona RAS. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2011, no. 2 (39), pp. 228–230. (In Russ.)
6. Owowa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation. *American Journal of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 4, no. 4, pp. 153–162.
7. Buglov N.A., Pushmin P.S. Substantiation of optimal parameters of stabilizing column arrangements when drilling wells in conditions of natural curvature. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 20–29. (In Russ.)
8. Petenev P.G., Neskoromnykh V.V., Popova M.S. Experience and results of the introduction of a dynamically stabilizing tool when drilling geological exploration wells by SSK complexes. *Exploration and protection of the subsoil*, 2022, no. 3, pp. 57–64. (In Russ.)
9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well. *Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics*. Rio de Janeiro, Brazil, 2018. pp. 325–339.
10. Kuznetsov A.B., Griguletsky V.G. Elastic stability of the layout of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the borehole. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2021, no. 5 (341), pp. 5–8. (In Russ.)
11. Zhdaneev O.V., Zaitsev A.V., Prodan T.T. On the possibilities of creating a Russian high-tech layout of the bottom of the drill string. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 252, no. 6, pp. 872–884. (In Russ.)
12. Muminov M.R., Shin I.G. Improving the efficiency of shot-impact hardening of machine parts with variable processing mode parameters. *Innovations in metalworking: a view of young specialists*, 2015, pp. 224–226. (In Russ.)
13. Kasimov B., Muminov M., Abrorov A., Mirzakarimov Kh. Calculation models for the assessment of deflected mode in the surface layer of parts during surface plastic deformation by running and smoothing. *Modern Innovations, Systems and Technologies*, 2022, vol. 2, no. 4, pp. 324–330.
14. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories. *Drilling and completion SPE*, 2004, vol. 20, no. 2, pp. 101–108.
15. Moldashi D.N. Methods and technical solutions for improving the reliability of holding the route of a geotechnological well. *Mining Sciences and technologies*, 2021, vol. 6, no. 1, pp. 42–51. (In Russ.)
16. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well. *Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE*. Houston, Texas, USA, 2004. pp. 234–241.
17. Sugiura J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro*. Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. Vol. 4, pp. 223–247.
18. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques. *Petrophysics*, 2016, vol. 57, Iss. 4, pp. 351–368.
19. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells. *Drilling and production practice*. New York, New York, USA, American Petroleum Institute, 1953. pp. 222–250.
20. Mukhametov F.H., Levinson L.M. Development of a drill string layout for wells with a long horizontal section on the shelf of the Northern seas. *Oil and gas business*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 27–36. (In Russ.)

Information about the authors

Nikolay A. Buglov, Cand. Sc., Head of the Department of Oil and Gas Engineering, Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russian Federation. bnat@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0009-0007-6112-7071>

Pavel S. Pushmin, Cand. Sc., Associate Professor, Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russian Federation. pps@ex.istu.edu; <https://orcid.org/0000-0001-5127-849X>

Received: 21.05.2024

Revised: 06.06.2024

Accepted: 24.01.2025