

УДК 622.243.2

Увеличение срока службы промывочной трубы и снижение затрат на буровые операции

Ф.Г. Амиров, И.Т. Ширалиев

Азербайджанский технический университет

Increasing service life of the washpipes and reducing costs in the drilling operations

F.G. Amirov, I.T. Shiraliyev

Azerbaijan Technical University

Рассмотрены факторы, влияющие на срок службы узла промывочной трубы верхнего привода буровой установки. При бурении жидкость циркулирует по бурильной колонне для охлаждения и смазки бурового долота и вымывания шлама и других частиц из ствола скважины. Верхний конец вращающейся бурильной колонны механически соединен с вращающимся стержнем верхнего привода. Узел промывочной трубы обеспечивает герметичное соединение между неподвижным поворотным элементом (или верхним приводным элементом, известным как гусиная шея) и вращающимся верхним концом бурильной колонны. Промывочная труба — элемент, используемый в буровых операциях, особенно в нефтяном и газовом бурении. Основная функция промывочной трубы заключается в транспортировании бурового раствора от буровой установки к долоту. Этот раствор охлаждает долото, смазывает его и помогает удалять шлам из скважины. В системе циркуляции бурового раствора под высоким давлением промывочная труба подвержена интенсивному износу. Увеличение ее срока службы при одновременном снижении затрат на буровые операции является приоритетом для операторов, стремящихся повысить эффективность и рентабельность буровых операций. Рассмотрены пути достижения этой цели путем выбора материалов, методов технического обслуживания, управления буровым раствором и технологических инноваций.

EDN: LNTVRQ, <https://elibrary/lntvrq>

Ключевые слова: промывочная труба, верхний привод, абразивный износ, смазка бурового долота, трение и абразивное воздействие

The paper considers factors influencing service life of the washpipe swivel joint wear parts. Efficient solution to the problem of increasing service life of the washpipe assembly top drive unit would enable the oil and gas companies to increase the running time and avoid hazards to humans or the environment. During a drilling operation, fluids are circulating through the drill string from the surface to cool and lubricate the drill bit, and flush cuttings and other particles out of the wellbore. The upper end of the rotating drill string is mechanically connected to the rotating rod of the swivel or top drive. The washpipe assembly unit ensures a leak-proof connection between the stationary and non-rotating turnable element or top drive element, known as the gooseneck, and the drill string rotating upper end. Washpipe is a component used in the drilling operations, especially in oil and gas drilling, to transport the drilling fluid. The washpipe primary function is to transport the drilling fluid from the drilling rig to the bit. This fluid cools the bit, lubricates it, and helps remove the cuttings from the wellbore. The washpipe is a critical component in the drilling industry subject to intense wear in the high-pressure fluid circulation system. Increasing the wash-

pipe service life with simultaneous reduction of costs is a priority for operators striving to improve efficiency and profitability of their operations. The paper analyzes approaches to achieve these goals through selecting the materials, maintenance practices, fluid management, and technological innovations.

EDN: LNTVRQ, <https://elibrary/lntvrq>

Keywords: washpipe, top drive, abrasive wear, drill bit lubrication, friction and abrasive action

Узел промывочной трубы (ПТ) буровой установки, как правило, включает в себя нижний и верхний уплотнительные узлы. Срок службы ПТ верхнего привода в сборе зависит от материала поверхности ПТ и уплотнений, периодической смазки, а также от частоты вращения ротора, давления, температуры и реологических свойств бурового раствора (БР) — массы, вязкости, количества абразивов и химического состава [1, 2].

Вследствие высокого давления и поверхностных скоростей, связанных с такой конструкцией, срок службы ПТ и ее уплотнений ограничен. Поэтому утечка БР является обычным явлением на многих буровых установках, вызывая загрязнение и повреждение связанных с ПТ элементов, нарушение экологической обстановки и, как следствие, неработоспособность в течение определенного периода времени.

Верхний привод/силовой вертлюг подвергается высоким растягивающим и крутящим нагрузкам. Так как скважины бурятся на большую глубину и с большим отклонением, сочетание растягивающих и крутящих нагрузок может достичь уровня, который представляет собой высокий процент прочности материала. Когда это происходит, требуется лишь

небольшое количество циклической нагрузки, чтобы резко сократить число циклов до возникновения усталостного отказа. Кроме того, когда верхний привод/силовой вертлюг не выровнен с бурильной колонной во время бурения, амплитуда результирующего изгибающего момента, действующего на компоненты главного приводного вала, может создавать высокие реверсивные напряжения, которые приведут к преждевременному усталостному отказу компонентов верхнего привода/силового вертлюга. В этом разделе определяются некоторые из основных причин несоосности и их решения [3].

Цель работы — исследовать факторы, влияющие на срок службы ПТ, и показать пути его увеличения при одновременном снижении затрат на буровые операции.

Верхний привод — важная часть буровой установки, обеспечивающая вращение буровой колонны и другие функции. Верхний привод — это современная вращающаяся система, которую предпочитают многие буровые подрядчики и нефтяные операторы. Верхний привод можно использовать во всех типах буровых установок — от автомобильных до морских (рис. 1) [4–6].

При верхнем приводе ПТ обычно герметизируется с помощью комплекта уплотнений, который находится в сальниковой коробке. Часто ПТ остается неподвижной, в то время как уплотнения вращаются. Такие узлы, как правило, содержат усиленные эластомерные уплотнения шевронного типа, которые чередуются с усиливающими опорными кольцами. В некоторых известных системах уплотнение подвергается гидравлическому давлению с одной стороны и атмосферному давлению с противоположной (рис. 2) [7, 8].

Методика исследования. Одним из самых эффективных способов увеличения срока службы ПТ является правильный выбор материала для ее изготовления. Традиционные стальные ПТ, несмотря на их экономичность,

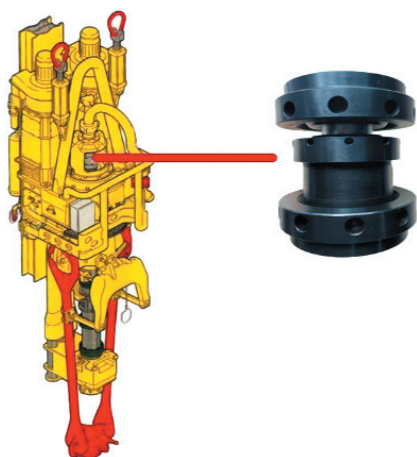


Рис. 1. Внешний вид верхнего привода и ПТ в сборе

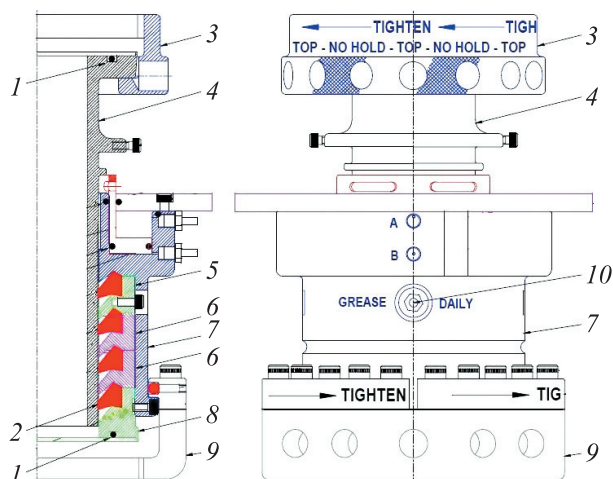


Рис. 2. Схема узла ПТ:

- 1 — уплотнительные кольца; 2 — насадка (комплект из четырех штук); 3 и 9 — верхняя и нижняя гайки; 4 — ПТ; 5, 6 и 8 — верхнее, промежуточное и нижнее уплотнительное кольцо соответственно; 7 — корпус сальниковых уплотнений; 10 — смазочный штуцер

часто не выдерживают жестких условий бурения [9]. Высокопрочные износостойкие сплавы с высоким содержанием хрома или вольфрама обладают хорошей устойчивостью к абразивному износу и коррозии. Хотя первоначальная стоимость этих материалов выше, их длительный срок службы означает меньше замен ПТ и сокращение простоя, что приводит к значительной экономии в долгосрочной перспективе [10, 11].

Другим способом увеличения срока службы ПТ является упрочнение поверхности путем нанесения твердосплавных, керамических, коррозионно-стойких покрытий и азотирования, что обеспечивает дополнительный уровень защиты от износа и коррозии. Такие покрытия могут значительно продлить срок службы ПТ благодаря снижению потерь материала из-за воздействия абразивных частиц и агрессивных химических веществ, содержащихся в БР [12, 13]. Наличие защитных покрытий увеличивает интервалы между заменами ПТ, что способствует уменьшению затрат.

Срок службы ПТ зависит от состава и управления БР. Высокое содержание твердых частиц в БР может ускорить износ ПТ вследствие абразивного воздействия. Внедрение передовых фильтрационных систем для удаления абразивных частиц может значительно снизить эрозионное воздействие на ПТ. Использование химических добавок, предотвращающих корро-

зию и улучшающих смазку, дополнительно может защитить ПТ от изнашивания [14].

Чтобы максимально увеличить срок службы ПТ, необходимо проводить проактивное техническое обслуживание. Плановые осмотры могут выявить ранние признаки изнашивания ПТ, такие как утончение стенок или коррозию. Системы мониторинга состояния ПТ, оснащенные датчиками, отслеживают давление и расход БР и предоставляют данные об износе ПТ в реальном времени, что позволяет выполнять профилактическое обслуживание, снизить вероятность непредвиденных сбоев [15] и избежать дорогостоящего ремонта и простоя.

Обучение буровых операторов также повышает эффективность использования и обслуживания ПТ. Операторы должны быть хорошо осведомлены о передовых методах, минимизирующих износ, таких как контроль скорости бурения и давления БР. Регулярные программы обучения персонала приведут к более эффективным операциям и снижению износа оборудования [11].

Благодаря инженерным достижениям разработаны ПТ с улучшенной динамикой потока БР. Конструкции, минимизирующие турбулентность и оптимизирующие поток БР, уменьшают абразивное воздействие на поверхность ПТ. Индивидуально разработанные ПТ, адаптированные к конкретным условиям бурения, могут еще больше повысить их производительность и срок службы [16, 17].

Результаты и их обсуждение. Увеличение срока службы ПТ при проведении буровых работ требует комплексного подхода, который включает в себя выбор современных материалов, нанесение защитных покрытий, оптимизацию БР, регулярное техническое обслуживание и мониторинг, совершенствование конструкций, обучение операторов, использование передовых технологий, обеспечение надлежащего обращения и монтажа, сотрудничество с поставщиками. Применяя такой подход, можно значительно продлить срок службы ПТ, сократить время простоя и общие эксплуатационные расходы.

Несмотря на то что первоначальная стоимость высококачественных материалов и передовых технологий может быть выше, всесторонний анализ затрат и выгод часто показывает значительную экономию в долгосрочной перспективе. Инвестиции в долговечные мате-

риалы, передовые покрытия и проактивное техническое обслуживание уменьшают частоту замены ПТ и связанные с этим простои. Эта экономия наряду с повышением операционной эффективности может компенсировать первоначальные инвестиции и обеспечить большую общую прибыльность.

Сотрудничество с поставщиками может привести к инновационным решениям для увеличения срока службы ПТ, а совместные проекты по разработке — к созданию новых материалов и технологий, адаптированных к конкретным потребностям бурения. Кроме того, заключение договоров на массовые закупки высококачественных материалов может снизить затраты, что дополнительно повысит экономическую целесообразность использования улучшенных ПТ.

Вывод

Увеличение срока службы ПТ при одновременном снижении затрат на буровые операции требует комплексного подхода. Он должен включать в себя следующее: выбор современных материалов, нанесение защитных покрытий, оптимизацию БР, проактивное техническое обслуживание, использование передовых технологий и усовершенствованных конструкций, обучение операторов. Такой подход в сочетании с крепкими партнерскими отношениями с поставщиками сделает буровые операции более эффективными и прибыльными. Использование прочных материалов и покрытий повысит безопасность и снизит вредное воздействие на внешнюю среду, связанное с частой заменой и утилизацией изношенных компонентов.

Литература

- [1] Амиров Ф.Г., Ширалиев И.Т. Износ поверхности промывочной трубы верхнего привода. *ISUDEF'24*, 2024, с. 57–62.
- [2] Амиров Ф.Г., Ширалиев И.Т. Износ уплотнений промывочной трубы на верхнем приводе. *AzTU*, 2024, с. 990–994.
- [3] *Procedures for inspection, maintenance, repair, and remanufacture of drilling equipment. API recommended practice 7L*. URL: https://www.api.org/~media/files/publications/addenda-and-errata/exploration-production/7l_e1_a1.pdf?la=en (accessed: 15.05.2024).
- [4] Robichaux K.M., Robichaux T.P., Caillouet K.G. *Seal configuration for top drive swivel apparatus and method*. Patent US 7913760. Appl. 16.03.2010, publ. 29.03.2011.
- [5] Rabia H. *Oilwell drilling engineering. Principles and practice*. Graham & Trotman, 1985. 322 p.
- [6] Lyons W.C. *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering*. Elsevier, 2011. 1588 p.
- [7] Svein Stubstad. *Top drive wash pipe system*. Patent Application Publication, US 2008/0230274 A1 Sep. 25, 2008. p. 12.
- [8] Seneviratne P.D. *Washpipe assembly*. Patent EP 1752607. Appl. 27.08.2002, publ. 14.02.2007.
- [9] Picas J.A., Forn A., Matthäus G. HVOF coatings as an alternative to hard chrome for pistons and valves. *Wear*, 2006, vol. 261, no. 5–6, pp. 477–484, doi: <https://doi.org/10.1016/j.wear.2005.12.005>
- [10] Huang Z., Yin Z., Wu W. Experimental research on improving the wear resistance and anti-friction properties of drill pipe joints, *Industrial Lubrication and Tribology*, 2021, vol. 73, no. 9, pp. 1198–1208.
- [11] Argo M.E.K.K., Wang J.C., Lee C.M. Wear prediction and monitoring in drilling operations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2018, p. 8.
- [12] Amirov F.G., Shiraliyev I.T. Research on wear and tear of the mud pump liners. *4th Int. Conf. on Energy Supply and Energy Efficiency*, 2020, pp. 65–66.
- [13] Faller K. Combining Condition Monitoring and Predictive Modeling to Improve Equipment Uptime on Drilling Rigs, *SPE Gulf Coast Section 2008 Digital Energy Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, May 20 2008, 9 p.
- [14] Mitchell R.F., Miska S.Z. *Fundamentals of drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.
- [15] Bourgoyne Jr.A.T., Millheim K.K., Chenevert M.E. et al. *Applied drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers, 1986. 502 p.
- [16] Hutchings I.M. *Tribology. Friction and wear of engineering materials*. Elsevier, 1992. 280 p.

- [17] McCauley M.G.J., Keogh N.K., Smith A.D.D. et al. Innovative materials and coatings for drill pipe longevity. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 2019, p. 7.

References

- [1] Amirov F.G., Shiraliev I.T. [Surface wear of the top drive flushing tube]. *ISUDEF'24*, 2024, pp. 57–62. (In Russ.).
- [2] Amirov F.G., Shiraliev I.T. [Wear of seals of a flushing pipe on the top drive]. *AzTU*, 2024, pp. 990–994. (In Russ.).
- [3] *Procedures for inspection, maintenance, repair, and remanufacture of drilling equipment. API recommended practice 8b eighth edition, may 2014*. URL: <https://www.ipgmservicios.com/wp-content/uploads/2024/03/API-RP-8B-2014-Add.1-March-2019-Errata-1-August-2019.pdf> (accessed: 15.05.2024).
- [4] Robichaux K.M., Robichaux T.P., Caillouet K.G. *Seal configuration for top drive swivel apparatus and method*. Patent US 7913760. Appl. 16.03.2010, publ. 29.03.2011.
- [5] Rabia H. *Oilwell drilling engineering. Principles and practice*. Graham & Trotman, 1985. 322 p.
- [6] Lyons W.C. *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering*. Elsevier, 2011. 1588 p.
- [7] Svein Stubstad. *Top drive wash pipe system*. Patent Application Publication, US 2008/0230274 A1 Sep. 25, 2008 p. 12.
- [8] Seneviratne P.D. *Washpipe assembly*. Patent EP 1752607. Appl. 27.08.2002, publ. 14.02.2007.
- [9] Picas J.A., Forn A., Matthäus G. HVOF coatings as an alternative to hard chrome for pistons and valves. *Wear*, 2006, vol. 261, no. 5–6, pp. 477–484, doi: <https://doi.org/10.1016/j.wear.2005.12.005>
- [10] Huang Z., Yin Z., Wu W. Experimental research on improving the wear resistance and anti-friction properties of drill pipe joints, *Industrial Lubrication and Tribology*, 2021, vol. 73, no. 9, pp. 1198–1208.
- [11] Argo M.E.K.K., Wang J.C., Lee C.M. Wear prediction and monitoring in drilling operations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2018, p. 8.
- [12] Amirov F.G., Shiraliyev I.T. Research on wear and tear of the mud pump liners. *4th Int. Conf. on Energy Supply and Energy Efficiency*, 2020, pp. 65–66.
- [13] Faller K. Combining Condition Monitoring and Predictive Modeling to Improve Equipment Uptime on Drilling Rigs, *SPE Gulf Coast Section 2008 Digital Energy Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, May 20 2008*, 9 p.
- [14] Mitchell R.F., Miska S.Z. *Fundamentals of drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.
- [15] Bourgoyne Jr.A.T., Millheim K.K., Chenevert M.E. et al. *Applied drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers, 1986. 502 p.
- [16] Hutchings I.M. *Tribology. Friction and wear of engineering materials*. Elsevier, 1992. 280 p.
- [17] McCauley M.G.J., Keogh N.K., Smith A.D.D. et al. Innovative materials and coatings for drill pipe longevity. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 2019, p. 7.

Статья поступила в редакцию 19.09.2024

Информация об авторах

АМИРОВ Фариз Гачай оглы — доктор технических наук, профессор кафедры «Специальные технологии и оборудование». Азербайджанский технический университет (Az-1073, Баку, Азербайджанская Республика, пр. Гусейн Джавида, д. 25, e-mail: fariz.67@mail.ru).

ШИРАЛИЕВ Ильгар Тарел оглы — докторант, «Специальные материалы и средства». Азербайджанский технический университет (Az-1073, Баку, Азербайджанская Республика, пр. Гусейн Джавида, д. 25, e-mail: ilgar.shiraliyev@gmail.com).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Амиров Ф.Г., Ширалиев И.Т. Увеличение срока службы промысловой трубы и снижение затрат на буровые операции. *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*, 2025, № 6, с. 49–54.

Please cite this article in English as:

Amirov F.G., Shiraliyev I.T. Increasing service life of the washpipes and reducing costs in the drilling operations. *BMSTU Journal of Mechanical Engineering*, 2025, no. 6, pp. 49–54.

Information about the authors

AMIROV Fariz Gachay — Doctor of Science (Eng.), Professor, Department of Special Technologies and Equipment. Azerbaijan Technical University (Az-1073, Baku, Azerbaijan Republic, Huseyn Javid Ave. Bldg. 25, e-mail: fariz.67@mail.ru).

SHIRALIYEV Ilgar Tarel — Doctoral Candidate, Department of Special Technologies and Equipment. Azerbaijan Technical University (Az-1073, Baku, Azerbaijan Republic, Huseyn Javid Ave. Bldg. 25, e-mail: ilgar.shiraliyev@gmail.com).



**Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана
предлагает читателям учебное пособие**

«Особенности конструкции транспортных средств повышенной проходимости»

Авторы: В.И. Котляренко, А.Ю. Захаров

Изложено описание основных направлений развития транспортных средств повышенной проходимости, приведены сведения о конструкциях разных видов движителей и механизмов, повышающих проходимость, представлена их классификация.

Предназначено для студентов, обучающихся специальностям 23.05.01 «Наземные транспортно-технологические средства» и 23.03.02 «Транспортные средства специального назначения» и изучающих дисциплины «Конструкция транспортных средств специального назначения», «Конструкция военных колесных машин», «Внедорожные транспортные средства с комбинированным движителем», «Проектирование специальных движителей», «Проходимость КМ. Спецглавы».

Учебное пособие может быть использовано для подготовки к занятиям и выполнения заданий по курсовому проектированию.

По вопросам приобретения обращайтесь:

105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, стр. 1.
Тел.: +7 499 263-60-45, факс: +7 499 261-45-97;
press@bmstu.ru; <https://press.bmstu.ru>