

## ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ / ENGINEERING

Научная статья

УДК 622.279.7: 656.13

DOI 10.35266/1999-7604-2024-2-1



### АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Павел Викторович Антонюк<sup>1</sup>, Владислав Алексеевич Острейковский<sup>2</sup>*

<sup>1,2</sup>*Сургутский государственный университет, Сургут, Россия*

<sup>1</sup>*Pavel\_Antoniuk@mail.ru*

<sup>2</sup>*ova@surgu.ru*

**Аннотация.** Для повышения дебита нефтяных и газовых скважин нефтегазодобывающие компании проводят работы по текущему и капитальному ремонту скважин с применением мобильных буровых комплексов, оснащенных системами верхнего привода (СВП). Собраны и проанализированы статистические данные по эксплуатации более 60 СВП на месторождениях Западной Сибири. Выполнен расчет основных показателей надежности СВП – вероятность безотказной работы и интенсивность отказов. Полученные результаты могут быть использованы для совершенствования системы технического обслуживания и ремонта бурового оборудования. Недостаточный уровень надежности элементов СВП в сочетании с экстремальными условиями эксплуатации на месторождениях Западной Сибири приводит к отказам и остановке всего технологического процесса ремонта скважин, что влечет за собой необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ. Учитывая высокие требования к надежности бурового оборудования, эксплуатируемого на опасных производственных объектах, а также с целью непрерывности выполнения работ по текущему и капитальному ремонту скважин задачи повышения надежности СВП являются приоритетными для нефтегазодобывающих компаний.

**Ключевые слова:** система верхнего привода, вероятность безотказной работы, интенсивность отказов, надежность, мобильные буровые комплексы

**Финансирование:** работа выполнена при поддержке РФФИ (объект 18-07-391).

**Для цитирования:** Антонюк П. В., Острейковский В. А. Анализ показателей надежности элементов системы верхнего привода при эксплуатации на месторождениях Западной Сибири // Вестник кибернетики. 2024. Т. 23, № 2. С. 6–13. DOI 10.35266/1999-7604-2024-2-1.

Original article

### ANALYSIS OF RELIABILITY INDICATORS OF TOP DRIVE SYSTEM ELEMENTS OPERATING IN WESTERN SIBERIA FIELDS

*Pavel V. Antonyuk<sup>1</sup>, Vladislav A. Ostreykovsky<sup>2</sup>*

<sup>1,2</sup>*Surgut State University, Surgut, Russia*

<sup>1</sup>*Pavel\_Antoniuk@mail.ru*

<sup>2</sup>*ova@surgu.ru*

**Abstract.** Oil and gas companies carry out routine and major repairs of wells using mobile drilling complexes equipped with top drive systems (TDS) in order to increase the flow rate of oil and gas wells. Statistical data on the operation of more than sixty TDSs in the fields of Western Siberia were collected and analyzed. The TDS's main reliability indicators, such as the probability of failure-free operation and the failure rate, were calculated. The findings can be used to improve drilling equipment maintenance and repair procedures.

The insufficient level of reliability of the TDS elements, along with intense operating conditions in the fields of Western Siberia, causes failures and halts the entire technological process of well repair, necessitating the need for repair and renewal operations. The first priority of oil and gas companies lies in increasing the TDS reliability based on the high requirements for the reliability of drilling equipment operated at hazardous production facilities, as well as driven by the purpose of continuous operation on routine and major repairs of wells.

**Keywords:** top drive system, probability of failure-free operation, failure rate, reliability, mobile drilling complexes

**Funding:** the study was supported by the Russian Foundation for Basic Research (object 18-07-391).

**For citation:** Antonyuk P. V., Ostreykovsky V. A. Analysis of reliability indicators of top drive system elements operating in Western Siberia fields. *Proceedings in Cybernetics*. 2024;23(2):6–13. DOI 10.35266/1999-7604-2024-2-1.

## ВВЕДЕНИЕ

Ежегодно нефтегазодобывающие компании проводят работы по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин, расположенных на месторождениях Западной Сибири. Для ремонта скважин применяются мобильные буровые комплексы (МБК), дооснащенные системами верхнего привода (СВП). СВП расширяют технологические возможности, повышают скорость и безопасность проведения работ [1, 2] успешное производство данных систем освоено как отечественными предприятиями, так и иностранными, расположенными в США, Германии, Франции, Китае [1–5].

Ежегодно нефтегазодобывающие компании регистрируют значительное количество отказов СВП, приводящих к остановке всего технологического процесса ремонта скважин, значительным экономическим потерям, что влечет за собой необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ как на месторождении нефти и газа, так и на территории баз производственного обслуживания [6].

С целью обеспечения требуемого уровня надежности СВП нефтегазодобывающим компаниям необходимо обеспечить сбор и анализ статистических данных фактической эксплуатации, что позволит обоснованно принимать управленческие решения, собрать и обработать статистические данные по простоям и отказам.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

От 30 до 50% простоев бригад по текущему и капитальному ремонту скважин вызва-

но отказами мобильного бурового комплекса, оставшиеся 50–70% простоев вызваны низкой организацией работ и метеоусловиями. В связи с суровыми условиями Западной Сибири в осенне-зимний период наблюдается значительное увеличение количества простоев.

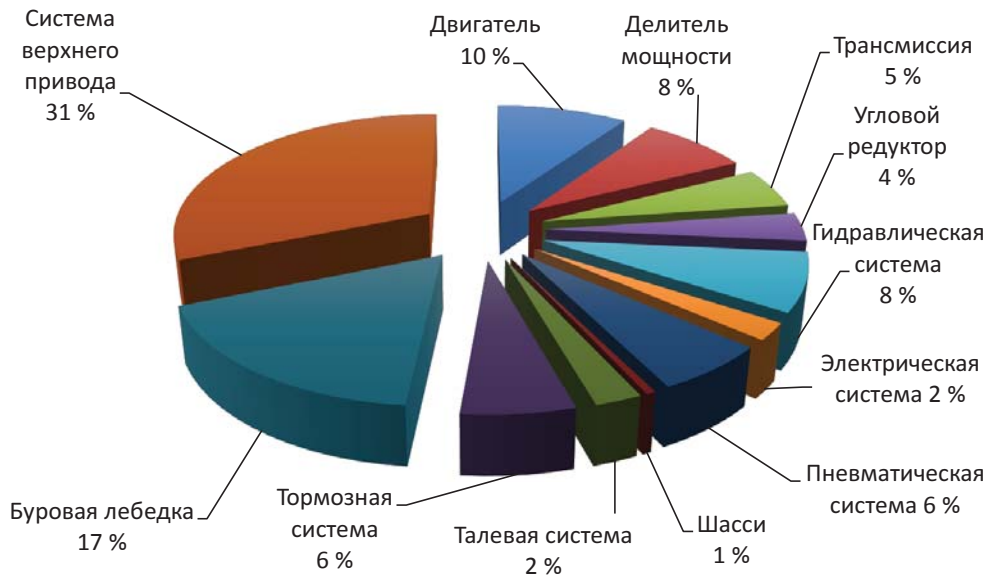
Наибольшее количество отказов элементов МБК регистрируется в системе верхнего привода – от 31 до 34%, буровой лебедке – от 17 до 26%, двигателе – от 7 до 10%, гидравлической системе – от 7 до 8% (рис. 1–2).

СВП эксплуатируются в суровых условиях Западной Сибири, а в сочетании с действующими нагрузками регистрируется значительное количество отказов.

Отказ элементов СВП в процессе ремонта нефтяных и газовых скважин зачастую приводит к остановке всего технологического процесса, а при отказе основной рабочей функции (вращение буровой колонны) даже в аварийных режимах может привести к потере дорогостоящего оборудования и скважины.

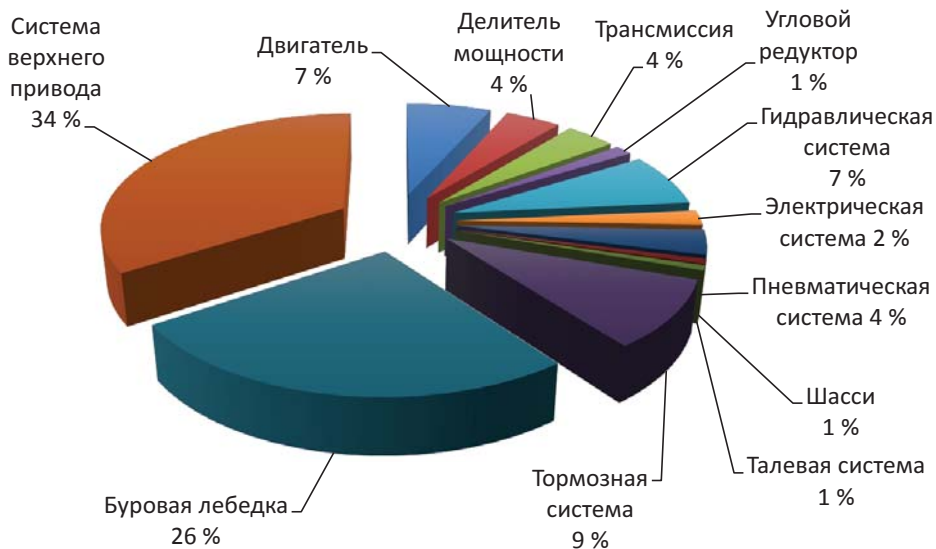
Загрязнение участков местности, человеческие жертвы, потеря дорогостоящего оборудования и, как следствие, значительные финансовые потери – вот характерные результаты отказов СВП, поэтому дальнейшее повышение надежности, безопасности эксплуатации СВП является одной из приоритетных задач эксплуатирующих компаний.

Около 65% всех случаев простоев вызвано отказами оборудования мобильных буровых комплексов, состоящих из подъемного агрегата, системы верхнего привода, установок



**Рис. 1. Относительные доли отказов подсистем МБК за 2013 г.**

*Примечание:* составлено авторами на основе уже ранее опубликованной работы [6].



**Рис. 2. Относительные доли отказов подсистем МБК за 2017 г.**

*Примечание:* составлено авторами на основе уже ранее опубликованной работы [6].

насосных буровых и вспомогательного оборудования; остальные причины вызваны низкой организацией работ и метеорологическими условиями. Также наблюдается рост количества простоев по причине отказа элементов ПА, СВП, УНБ, который объясняется выработкой ресурса, низким качеством выполнения ремонтно-восстановительных работ и запасных частей. Статистические данные по простоям МБК, вызванным отказами оборудования, и восстановлению его в работоспособное состояние представлены в таблице.

Анализ статистических данных причин простоев МБК, связанных с отказами его подсистем, позволяет качественно оценить степень надежности. Для более детальной оценки надежности МБК необходимо вычислить один из основных показателей надежности – вероятность безотказной работы, интенсивности отказов элементов (ПА, СВП, УНБ, вспомогательного оборудования) [7–15].

Под вероятностью безотказной работы (далее – ВБР) объекта понимается вероятность

Таблица

№ п/п	Наименование	Среднее время простоя в год, час	Среднее количество простоев в год, шт.	Среднее время восстановления, час
1.	Подъемный агрегат (ПА)	3 624	330	11
2.	Система верхнего привода (СВП)	1 385	104	13,3
3.	Установка насосная буровая (УНБ)	23	2	11,5
4.	Вспомогательное оборудование	222	104	2,2

Примечание: составлено авторами.

того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

ВБР является основной количественной характеристикой безотказности объекта на заданном временном интервале [8, 9, 13].

### РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Результаты расчета ВБР элементов 60 единиц СВП представлены на рис. 3–4.

У подшипников 32028X, В7032 наблюдается относительно равномерное и быстрое снижение ВБР практически с первых часов эксплуатации: до 20 000 часов, ВБР  $\geq 0,6$ , что говорит о низкой функциональной надежности анализируемых элементов. У гидробази-

са МФА, крана шарового, ролика конусного ходового, подшипника 29403, индуктивно-го датчика, подшипника роликового наблюдается ВБР на достаточно высоком уровне: ВБР  $\geq 0,82$  до 12 000 часов, но затем наблюдается резкое уменьшение, что говорит о достаточно высокой функциональной надежности, но только до 12 000 часов эксплуатации.

Труба грязевая обладает сравнительно низкой ВБР  $\geq 0,2$  до 6 000 часов эксплуатации, что возможно объяснить тяжелым режимом работы и низким качеством составных элементов.

Элементы СВП: гидравлический аксиально-поршневой насос, гидрораспределитель ДНА, подшипник 32224, гидротормоз

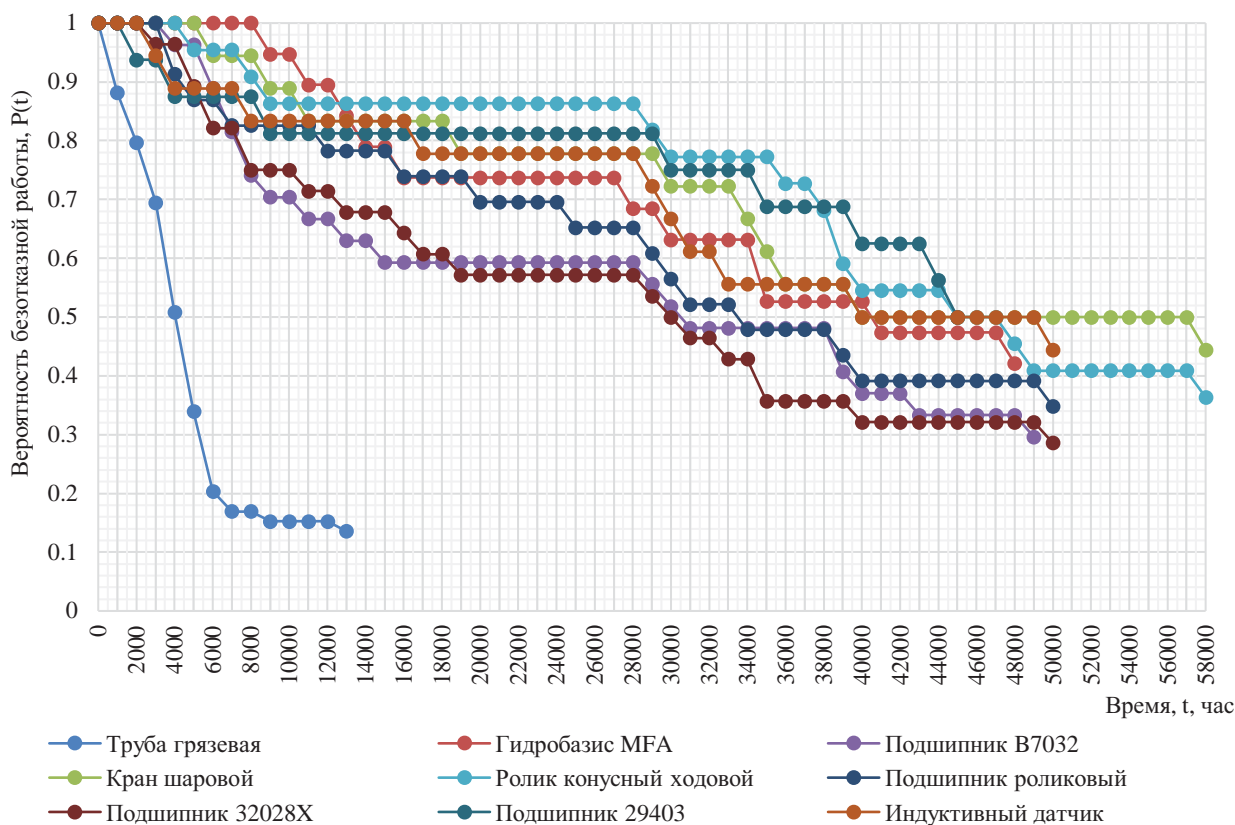
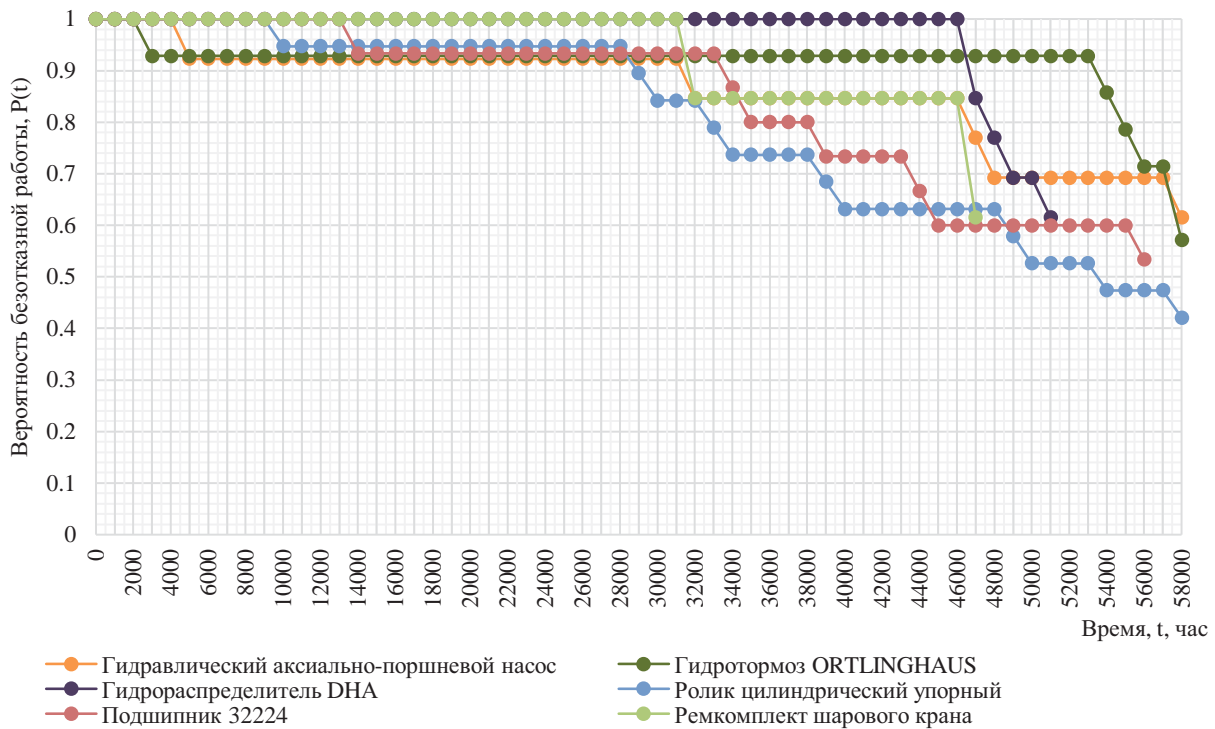


Рис. 3. ВБР элементов 60 единиц СВП

Примечание: составлено авторами.



**Рис. 4. ВБР элементов 60 единиц СВП**

Примечание: составлено авторами.

ORTLINGHAUS, ролик цилиндрический упорный, ремкомплект шарового крана – обладают достаточно высокой надежностью вплоть до 28 000 часов эксплуатации с ВБР  $\geq 0,9$ , далее наблюдается снижение ВБР  $\geq 0,6$  до 46 000 часов эксплуатации, а у гидротормоза ORTLINGHAUS ВБР  $\geq 0,9$  наблюдается до 54 000 часов эксплуатации.

Выполнен расчет интенсивности отказов элементов 60 единиц СВП.

Интенсивность отказов (далее – ИО) – это отношение числа отказавших объектов в единицу времени к среднему числу объектов, продолжающих исправно работать в данный интервал времени.

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n(\Delta t)}{N(t)\Delta t},$$

где  $\Delta n(\Delta t)$  – число отказов объекта за промежуток времени от  $(t - \Delta t/2)$ ;

$$N(t) = \frac{N_{i-1} + N_i}{2},$$

где  $N_{i-1}$  – число исправно работающих объектов в начале интервала времени  $\Delta t$ ;

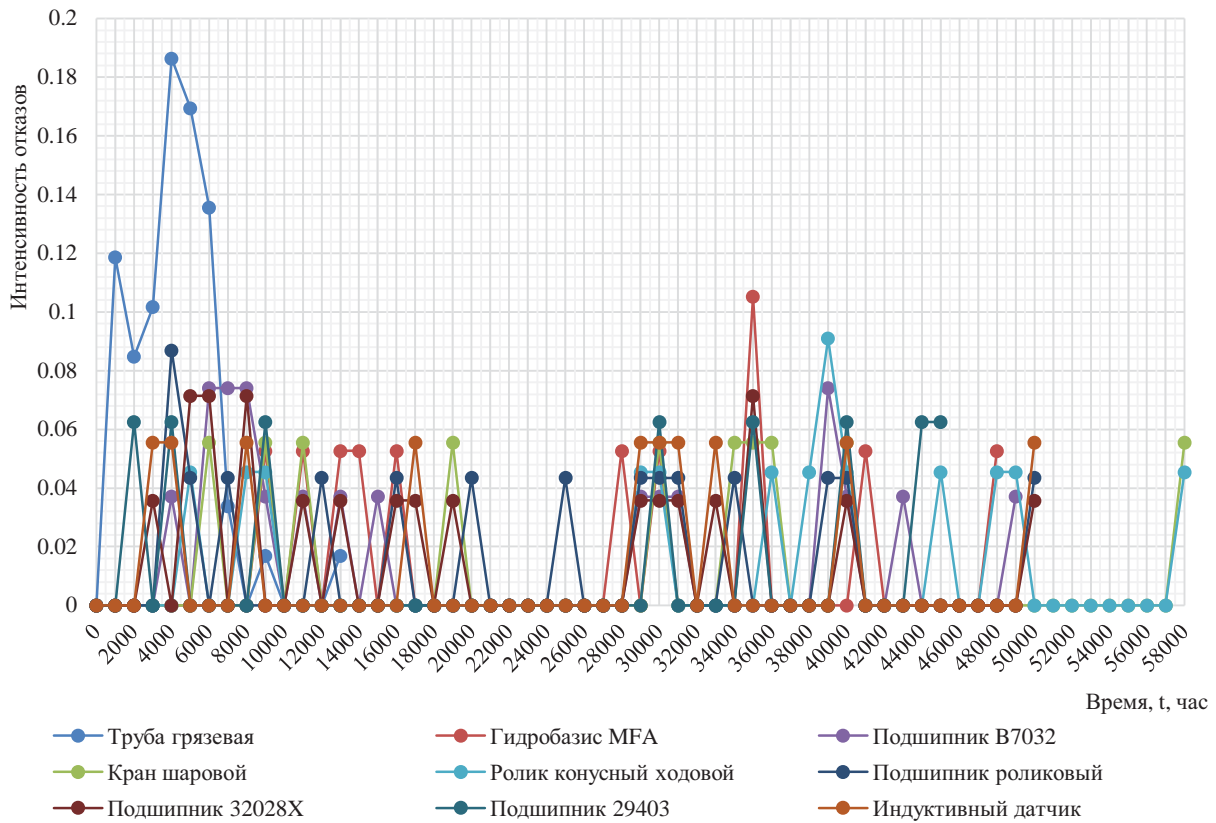
$N_i$  – число исправно работающих объектов в конце интервала времени  $\Delta t$ .

ИО часто называют  $\lambda$ -характеристикой. Она показывает, какая часть объектов выходит из строя в единицу времени по отношению к среднему числу исправно работающих объектов [4, 5].

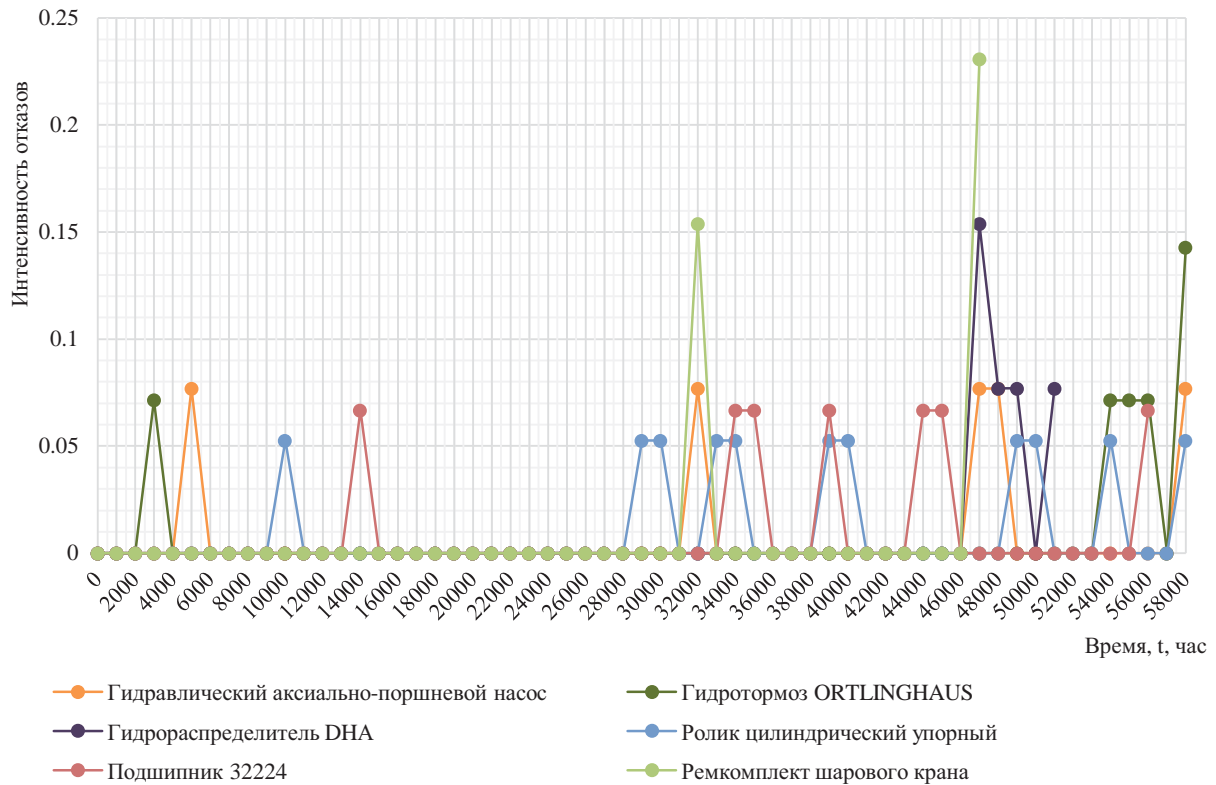
На основе собранных статистических данных фактической эксплуатации СВП на месторождениях Западной Сибири выполнен расчет интенсивности отказов, представленный в графическом виде на рис. 5–6.

У трубы грязевой наблюдается резкое увеличение ИО практически с первых часов эксплуатации: ИО  $\leq 0,2$  до 4 000 часов. Далее наблюдается резкое снижение, и к 8 000 часов ИО  $\leq 0,02$ ; в период с 8 000 до 13 000 часов ИО  $\leq 0,02$ . У подшипников 32028X, В7032 ИО не превышает 0,04 практически на всем интервале времени эксплуатации от начала до 50 000 часов, за исключением локального увеличения ИО до 0,08 в интервале времени от 4 000 до 10 000 и от 35 000 до 39 000 часов эксплуатации.

ИО гидробазиса MFA, крана шарового, ролика конусного ходового, индуктивного датчика, подшипника роликового не превышает 0,06, за исключением локаль-



**Рис. 5. ИО элементов СВП**  
 Примечание: составлено авторами.



**Рис. 6. ИО элементов СВП**  
 Примечание: составлено авторами.

ного увеличения ИО до 0,11 у гидробазиса MFA в периоде от 34 000 до 36 000 часов. ИО до 0,1 ролика конусного ходового в периоде от 39 000 до 41 000 часов и ИО до 0,09 подшипника роликового в период от 2 000 до 5 000 часов эксплуатации. ИО подшипника 29403 не превышает 0,07 от начала эксплуатации и до 46 000 часов эксплуатации.

ИО элементов СВП: гидравлического аксиально-поршневого насоса, гидрораспределителя ДНА, подшипника 32224, гидротормоза ORTLINGHAUS, ролика цилиндрического упорного, ремкомплекта шарового крана – не превышает 0,08, за исключением локального роста ИО у ремкомплекта шарового крана до 0,15 в период от 32 000 до 33 000 часов, до 0,23 в период от 46 000 до 48 000 часов, у гидрораспределителя ДНА до 0,15 в период от 46 000 до 48 000 часов и у гидротормоза ORTLINGHAUS до 0,15 в период от 57 000 до 58 000 часов эксплуатации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ вероятности и интенсивности отказов СВП и ее элементов позволит определить требуемое количество запасных частей и СВП и разработать мероприятия по устранению причин отказов, что повысит надежность и безопасность эксплуатации СВП, смонтированной на МБК. Сопоставление полученных данных по интенсивности отказов, вероятности безотказной работы и других показателей со стоимостью мероприятий по устранению как самих отказов, так и причин позволит рассчитывать риски. Полученные данные позволят выстроить оптимальную экономическую

модель работы и развития нефтегазодобывающего предприятия.

Среднее время восстановления в работоспособное состояние СВП составляет 13,3 часа, что является максимальным из сравниваемых групп оборудования и объясняется высокой конструктивной сложностью СВП и ее элементов. Высокая конструктивная сложность значительно повышает трудоемкость и увеличивает время восстановления в работоспособное состояние (от поиска причины неисправности, замены отказавшего элемента или узла до проведения пуска наладочных работ и ввода в эксплуатацию). На восстановление в работоспособное состояние ПА и УНБ в среднем тратится около 11 часов, на восстановление в работоспособное состояние ВО тратится около 2,2 часа. Такое относительно малое время объясняется наличием резервного оборудования, относительно низкой конструктивной сложностью и высоким уровнем надежности элементов.

Анализ исследуемых данных рис. 1–6 и таблицы позволит качественно оценить надежность элементов СВП, эксплуатируемых в составе МБК. Отличительной особенностью выполненных расчетов и полученных результатов является то, что для расчетов были использованы данные фактической эксплуатации СВП. Выполненный расчет предназначен для оценки функциональной надежности СВП, позволяющей обоснованно принимать управленческие и технические решения для обеспечения требуемого уровня функциональной надежности СВП, эксплуатируемых в районах Западной Сибири.

## Список источников

1. Зернов В. И., Чичуа Д. А. Бурение горизонтальных скважин в Западной Сибири // Исследования молодых ученых : материалы XI Междунар. науч. конф., 20–23 июня 2020 г., г. Казань. Казань : Молодой ученый, 2020. С. 16–19.
2. Петрухин В. В., Коротков С. А., Черский М. И. Анализ систем верхнего привода для бурения горизонтальных скважин // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой междунар. науч.-технич. конф., 24 ноября 2016 г., г. Тюмень. Т. 2. Тюмень :

## References

1. Zernov V. I., Chichua D. A. Burenie gorizontalnykh skvazhin v Zapadnoi Sibiri. In: *Proceedings of the 11th International Research Conference "Issledovaniia molodykh uchenykh"*, June 20–23, 2020, Kazan. Kazan: Molodoi uchenyi; 2020. p. 16–19. (In Russ.).
2. Petrukhin V. V., Korotkov S. A., Chersky M. I. Analiz sistem verkhnego privoda dlia bureniia gorizontalnykh skvazhin. In: *Proceedings of the Scientific and Engineering Conference "Geologiya i neftegazonosnostt Zapadno-Sibirskogo megabasseina"*, November 24,

- Тюменский индустриальный университет, 2016. С. 178–181.
3. TDS-9SA Буровая система верхнего привода. 302 с. URL: [https://electrorig.narod.ru/olderfiles/1/TOP\\_DRIVE\\_TDS\\_9SA\\_MANUAL\\_RUS.pdf](https://electrorig.narod.ru/olderfiles/1/TOP_DRIVE_TDS_9SA_MANUAL_RUS.pdf) (дата обращения: 08.05.2024).
  4. Сызранцева К. В., Ильиных В. Н., Колбасин Д. С. Оценка вероятности отказа редуктора системы верхнего привода буровой установки с учетом режима его эксплуатации // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 3. С. 127–134.
  5. Нефтегазодобывающее оборудование. URL: [http://elmech.ru/product-catalog?mode=folder&folder\\_id=61069215](http://elmech.ru/product-catalog?mode=folder&folder_id=61069215) (дата обращения: 08.05.2024).
  6. Антонюк П. В., Острейковский В. А., Антонюк А. В. Надежность элементов мобильного бурового комплекса по статистическим данным при эксплуатации в условиях Западной Сибири // Надежность и качество сложных систем. 2019. № 4. С. 94–101.
  7. Куприенко Н. В., Пономарева О. А., Тихонов Д. В. Статистика. Методы анализа распределений. Выборочное наблюдение. 3-е изд. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. 138 с.
  8. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. 10-е изд., стер. М.: Высш. шк., 2006. 575 с.
  9. Острейковский В. А. Теория надежности. М.: Высш. шк., 2003. 463 с.
  10. РД 50-690-89. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным: методич. указания. М.: Изд-во стандартов, 1990. 132 с.
  11. Ткаченко Н. И., Башняк С. Е. Надежность технических систем и техногенный риск. пос. Персиановский: Донской ГАУ, 2015. 60 с.
  12. Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Недра, 1984. 464 с.
  13. Хэнли Э. Дж., Кумамото Х. Надежность технических систем и оценка риска. М.: Машиностроение, 1984. 528 с.
  14. Быков И. Ю., Цхадая Н. Д. Эксплуатационная надежность и работоспособность буровых машин. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2004. 196 с.
  15. Антонюк П. В., Острейковский В. А. Разработка и апробация методики расчета необходимого числа резервных мобильных буровых комплексов и их оборудования при эксплуатации на месторождениях Западной Сибири // Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности. 2021. № 12. С. 27–34.
  - 2016, Tyumen. Vol. 2. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2016. p. 178–181. (In Russ.).
  3. TDS-9SA Hydraulic top drive. 302 p. URL: [https://electrorig.narod.ru/olderfiles/1/TOP\\_DRIVE\\_TDS\\_9SA\\_MANUAL\\_RUS.pdf](https://electrorig.narod.ru/olderfiles/1/TOP_DRIVE_TDS_9SA_MANUAL_RUS.pdf) (accessed: 08.05.2024). (In Russ.).
  4. Syzrantseva K. V., Il'inykh V. N., Kolbasin D. S. Assessing the failure probability of gearhead of drilling rig top drive system taking into account the mode of its operation. *Oil and Gas Studies*. 2019;(3):127–134. (In Russ.).
  5. Neftegazodobyvaiushchee oborudovanie. URL: [http://elmech.ru/product-catalog?mode=folder&folder\\_id=61069215](http://elmech.ru/product-catalog?mode=folder&folder_id=61069215) (accessed: 08.05.2024). (In Russ.).
  6. Antonyuk P. V., Ostreykovsky V. A., Antonyuk A. V. Reliability of elements of a mobile drilling complex under statistical data when operating in conditions of Western Siberia. *Reliability & Quality of Complex Systems*. 2019;(4):94–101. (In Russ.).
  7. Kuprienko N. V., Ponomareva O. A., Tikhonov D. V. Statistika. Metody analiza raspredelenii. Vyborochnoe nabludenie. 3rd ed. St. Petersburg: Publishing House of Polytechnic University; 2009. 138 p. (In Russ.).
  8. Venttsel E. S. Teoriia veroiatnostei. 10th ed. Moscow: Higher School; 2006. 575 p. (In Russ.).
  9. Ostreykovsky V. A. Teoriia nadezhnosti. Moscow: Higher School; 2003. 463 p. (In Russ.).
  10. RD 50-690-89. Industrial product dependability. Methods for assessing reliability indicators based on experimental data. Methodical guidelines. Moscow: Publishing House of Standards; 1990. 132 p. (In Russ.).
  11. Tkachenko N. I., Bashnyak S. E. Nadezhnost tekhnicheskikh sistem i tekhnogennyi risk. Persianovsky settlement: Don State Agrarian University; 2015. 60 p. (In Russ.).
  12. Molchanov G. V., Molchanov A. G. Mashiny i oborudovanie dlia dobychi nefi i gaza. Moscow: Nedra; 1984. 464 p. (In Russ.).
  13. Henley E. J., Kumamoto H. Reliability engineering and risk assessment. Moscow: Mashinostroenie; 1984. 528 p. (In Russ.).
  14. Bykov I. Yu., Tskhadaya N. D. Ekspluatatsionnaya nadezhnost i rabotosposobnost burovyykh mashin. Ukhta: Ukhta State Technical University; 2004. 196 p. (In Russ.).
  15. Antonyuk P. V., Ostreykovsky V. A. Development and testing of the methods for calculation of the necessary number of standby mobile drilling complexes and their equipment when operating in the fields of the Western Siberia. *Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex*. 2021;(12):27–34. (In Russ.).

### Информация об авторах

П. В. Антонюк – аспирант.

В. А. Острейковский – доктор технических наук, профессор.

### Information about the authors

P. V. Antonyuk – Postgraduate.

V. A. Ostreykovsky – Doctor of Sciences (Engineering), Professor.