

УДК 622.24:621.56

<https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-105-118>

## О НЕКОТОРЫХ ПУТЯХ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ)

**А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ**

*Республиканское унитарное предприятие  
«Производственное объединение «Белоруснефть»,  
г. Гомель*

**Н. В. БОЧАРОВ, В. М. ТКАЧЕВ**

*Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь*

*Предложена цифровая модель оценки эффективности строительства скважин, основанная на автоматизированном определении операций в процессе бурения, их агрегации и обработки на специализированной цифровой платформе. Представлена функциональная схема внедрения в РУП «ПО «Белоруснефть» системы автоматизированного мониторинга эффективности строительства скважин, включающей в себя расчет ключевых показателей эффективности и скрытого непроизводительного времени, определение которого позволяет установить дополнительные временные ресурсы к снижению продолжительности цикла строительства скважин. Путем анализа статистических данных выработана методика подбора оптимальных режимных параметров бурения, при которых достигаются наибольшие значения механических скоростей для данных геологических условий без перегрузки и повышенного износа бурового оборудования, а также определения оптимизированных норм времени на выполнение различных технологических операций в процессе бурения скважин. Показан пример прогнозирования осложнений с применением средств машинного обучения и искусственного интеллекта.*

**Ключевые слова:** цифровизация, цифровое бурение, геолого-технологические исследования, эффективность бурения, скрытое непроизводительное время, прогноз осложнений.

**Для цитирования.** Серебренников, А. В. О некоторых путях повышения эффективности бурения скважин (на примере нефтяных месторождений Республики Беларусь) / А. В. Серебренников, Н. В. Боcharов, В. М. Ткачев // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2024. – № 4 (99). – С. 105–118. <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-105-118>

## ON SOME WAYS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF WELL DRILLING (ON THE EXAMPLE OF OIL FIELDS OF THE REPUBLIC OF BELARUS)

**A. V. SEREBRENNIKOV**

*Republican Unitary Enterprise “Production Association  
“Belorusneft” Gomel*

**N. V. BOCHAROV, V. M. TKACHEV**

*Sukhoi State Technical University of Gomel,  
the Republic of Belarus*

*The authors present digital model for assessing the efficiency of well construction, based on the automated determination of operations during drilling, aggregation and processing on a specialized digital platform. A functional*

*diagram of the implementation of an automated monitoring system for the efficiency of well construction in the Republican Unitary Enterprise "Production Association "Belorusneft" is presented, including the calculation of key performance indicators and hidden non-productive time, the determination of which allows you to establish additional time resources to reduce the duration of the well construction cycle. By analyzing statistical data, a methodology has been developed for selecting optimal drilling parameters at which the highest values of mechanical speeds are achieved for these geological conditions without overloading and increased wear of drilling equipment, as well as determining optimized time standards for performing various technological operations in the process of well drilling. An example of complications forecast using machine learning and artificial intelligence is shown.*

**Keywords:** digitalization, digital drilling, geological and technological research, drilling efficiency, hidden non-productive time, forecast of complications.

**For citation.** Serebrennikov A. V., Bocharov N. V., Tkachev V. M. On some ways to increase the efficiency of well drilling (on the example of oil fields of the Republic of Belarus). *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2024, no. 4 (99), pp. 105–118 (in Russian). <https://doi.org/10.62595/1819-5245-2024-4-105-118>

### Введение

Повышение эффективности бурения скважин посредством интеграции цифровых технологий и систем автоматизированного мониторинга является важнейшим направлением в развитии современной нефтегазовой отрасли. Применение этих инновационных решений позволяет значительно улучшить ключевые показатели буровых работ: производительность, безопасность и экономическую эффективность. В условиях увеличения сложности геологических условий и роста экологических требований цифровизация бурения и внедрение систем автоматизированного мониторинга становятся неотъемлемыми элементами стратегии повышения эффективности буровых процессов и рентабельности добычи углеводородов [1, 2].

Цифровизация бурения включает интеграцию передовых технологий и аналитических инструментов, таких как искусственный интеллект (ИИ), машинное обучение (МО) и большие данные, в процесс бурения. С помощью этих технологий можно проводить детализированный анализ данных и управлять буровыми операциями в режиме реального времени. Использование передовых алгоритмов МО и ИИ позволяет прогнозировать различные параметры бурения и оптимизировать процесс на всех его этапах, значительно улучшая управление рисками и повышая безопасность работ [3, 4]. Полученные данные дают возможность оперативно реагировать на изменения условий бурения и вносить коррективы в процесс, что значительно повышает его эффективность. Кроме того, автоматизированный мониторинг улучшает качество управления буровыми процессами за счет точного учета временных и материальных ресурсов [5].

Системы автоматизированного мониторинга бурения скважин обеспечивают непрерывное наблюдение за ключевыми параметрами процесса бурения. Интеграция этих систем с буровыми установками позволяет оперативно получать и анализировать данные, выявлять отклонения от норм и принимать корректирующие меры. Это значительно снижает риски возникновения аварийных ситуаций и увеличивает общую надежность буровых работ [6–9]. Одним из ключевых преимуществ внедрения систем автоматизированного мониторинга и цифровизации является повышение прозрачности и отслеживаемости буровых процессов. Благодаря этому руководители проектов и операторы имеют полное представление о текущем состоянии буровых работ и могут принимать обоснованные решения на основе актуальных данных. Такие системы способствуют улучшению коммуникации и координации между различными участниками процесса бурения, что, в свою очередь, повышает его эффективность. Автоматизированные системы позволяют централизованно управлять буровыми операциями и обеспечивать доступ к актуальной информации для всех участников. Это содействует более эффективному планированию и выполнению бу-

ровых работ, а также снижает вероятность возникновения ошибок в сопровождении и проектировании строительства скважин [10–12].

Цель данной работы – разработка цифровой модели оценки эффективности строительства скважин с последующим определением оптимальных параметров бурения, а также прогнозирование осложнений с применением элементов искусственного интеллекта и машинного обучения.

### Основная часть

#### Автоматизированный мониторинг эффективности бурения скважин

Одним из направлений для развития и модернизации топливно-энергетического сектора может быть использование цифровых решений в информационно-коммуникационных технологиях, разработанных в рамках программы Союзного государства Беларуси и России «СКИФ-НЕДРА». В сфере контроля бурения скважин современным инструментом для создания программно-аппаратных решений выступает система высокопроизводительной межсервисной программно-аппаратной конвергенции в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) «Унофактор» (Unofactor®), реализованная в виде цифровой платформы. Первоначально платформа была создана для интеграции различных российских и зарубежных программных продуктов, а также внедрения элементов Индустрии 4.0 для управления жизненным циклом нефтегазового месторождения. Платформа «Унофактор» как инструментальная база разрабатывает прикладные программные решения, называемые «агрегаторы» в соответствующих областях знаний. Она работает с файлами оркестрации процессов, которые содержат описание зависимостей и последовательности выполнения различных программ, информационных систем и микросервисов [13].

Представленная система автоматизированного мониторинга эффективности строительства (АМЭС) скважины обрабатывает данные геолого-технологических исследований (ГТИ) в реальном времени, автоматически распознавая все текущие технологические операции на буровой (без участия человека). Это создает возможность получения более достоверной информации для анализа по сравнению со стандартными рапортами супервайзеров. На рис. 1 приведена принципиальная схема движения информации в рамках автоматизированного мониторинга бурения скважины: исходные данные с буровой поступают в программно-аппаратный комплекс цифровой платформы «Унофактор» с установленной системой АМЭС, где происходит автоматическое определение операций и последующий анализ эффективности.



Рис. 1. Принципиальная схема движения информации для системы АМЭС

Подобная система позволяет осуществлять [14]:

- дистанционный контроль всех процессов на буровой через удобный веб-сайт;
- оценку эффективности работы буровых бригад и анализ результатов в режиме реального времени;
- выявление скрытого непроизводительного времени, используя выбранные ключевые показатели эффективности (KPI) и установленные нормы;
- установление оптимальных временных норм для каждой операции и контроль любых отклонений;
- оценку работы супервайзеров и проверку достоверности их рапортов;
- оценку качества данных, предоставленных подрядчиком по ГТИ;
- индивидуальный выбор типа отчетности;
- повышение безопасности и эффективности буровых работ, сокращение общего времени бурения скважин и оптимизацию затрат.

На рис. 2 изображена предложенная авторами одна из возможных функциональных схем внедрения системы АМЭС в РУП «ПО «Белоруснефть». Преимущество таких систем заключается в агрегировании всех данных и возможности получения информации на различных уровнях руководства.

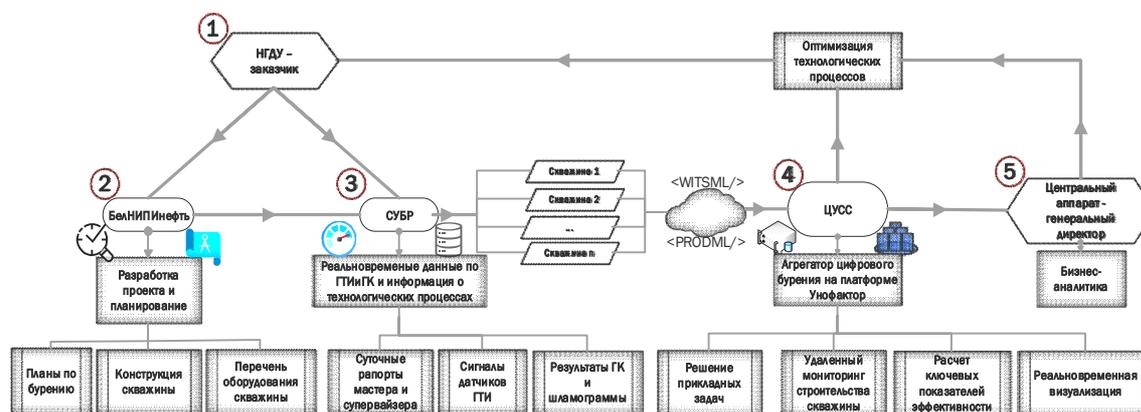


Рис. 2. Пример функциональной схемы автоматизированной системы мониторинга эффективности строительства скважин в РУП «ПО «Белоруснефть»

Далее продемонстрированы возможности современных АМЭС для анализа эффективности строительства скважин месторождений Припятского прогиба. Для анализа были выбраны 5 скважин (№ 376, 520, 522, 525, 527) Речицкого нефтяного месторождения, которые располагались на одной кустовой площадке. Бурение указанных скважин осуществлялось одной и той же буровой установкой – Уралмаш 3Д-76 на ланско-старооскольский целевой горизонт (проектный забой варьировался от 3003 (№ 525) до 3265 (№ 376) м).

На рис. 3 представлено сравнение скоростей проходки по каждой из секций. Такого рода аналитика позволит выбрать буровое оборудование, наиболее подходящее для данного геологического разреза.

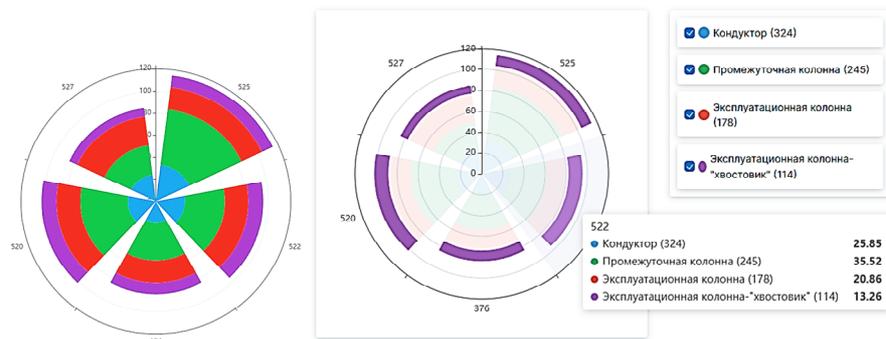


Рис. 3. Круговая диаграмма сравнения фактических средних скоростей проходки по одноименным секциям

Применяя цифровую платформу, на которой собраны результаты определения технологических операций, а также зафиксированные при этом режимные параметры, можно построить специализированные кроссплоты (рис. 4). Данные кроссплоты позволяют визуализировать точки зафиксированных операций «Роторное бурение», при помощи которых выбираются основные режимные параметры (нагрузка на долото, расход на входе, обороты ротора), когда наблюдались наибольшие значения механических скоростей.

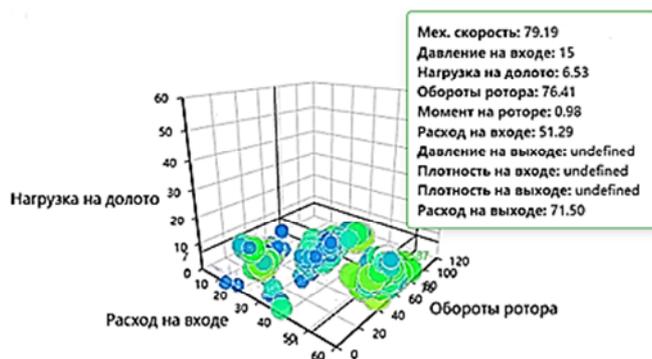


Рис. 4. Кроссплот, визуализирующий значения механических скоростей при конкретных значениях режимных параметров

Во многих компаниях для оценки эффективности используется процент непроизводительного времени (НПВ). Считается, что чем ниже процент НПВ на скважину, тем лучше ее производительность по сравнению со скважиной с более высоким НПВ. Однако такой подход не всегда корректен, так как наряду с производительным и непроизводительным временем существует так называемое скрытое непроизводительное время (СНПВ). СНПВ – это потерянное время, которое не указывается в суточных рапортах, как НПВ, но относится к необходимым для бурения скважин продуктивным операциям, т. е. время, потерянное из-за того, что часть буровых операций выполняется не с максимальной эффективностью [15, 16]. На рис. 5 показан пример выявления отклонения средней механической скорости бурения от установленной нормы, что является прямым источником СНПВ.

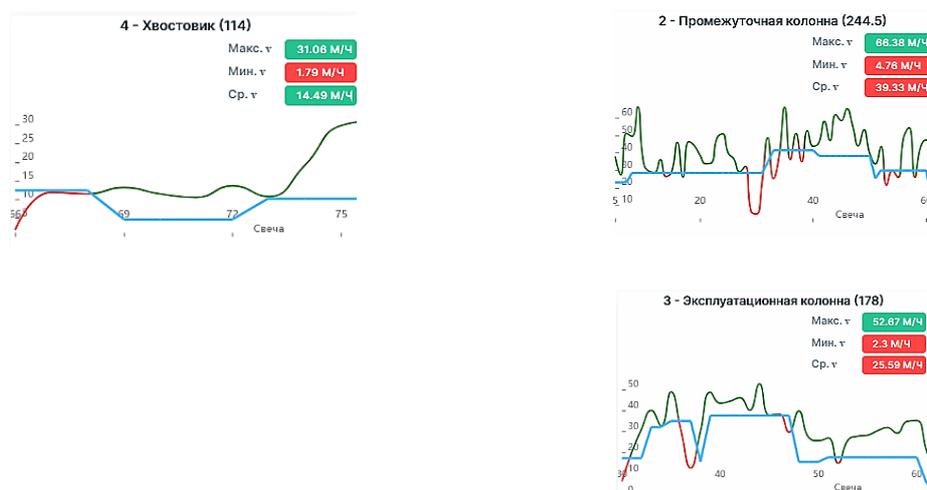


Рис. 5. Анализ отклонения механических скоростей бурения от установленной нормы в режимно-гидравлической программе

При помощи АМЭС появляется возможность в автоматическом режиме отслеживать параметры соблюдения сроков, отведенных проектом на бурение скважины. При наличии установленных норм на механические скорости бурения, а также учитывая временные нормы на выполнение различных технологических операций, становится возможным определить скрытое непроизводительное время. Примером такого анализа являются представленные на рис. 6 круговые формы, где указано общее время бурения скважины с учетом СНПВ, которое можно сократить в будущем.

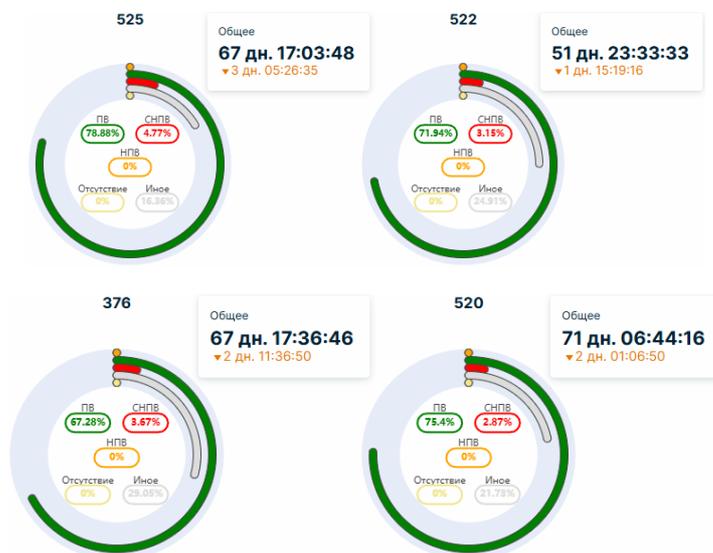


Рис. 6. Показатели ПВ/СНПВ по скважинам с указанием возможного времени сокращения строительства скважины

Указанные аспекты применения современных систем автоматизированного мониторинга эффективности строительства скважин на основе данных геолого-технологических исследований позволят существенным образом повысить качество строительства скважин, а также снизить объемы временных и материальных затрат. Можно отметить, что для качественного анализа нужно получение качественных исходных данных [17, 18].

### Формирование норм времени на выполнение операций в процессе бурения скважин на основе анализа временных режимов

Эффективное управление временем на проведение различных операций в процессе бурения скважин играет ключевую роль в оптимизации буровых процессов и снижении затрат. Современные технологии автоматизированного мониторинга бурения скважин собирают и анализируют данные в реальном времени, что существенно повышает точность планирования и контроля времени на выполнение буровых операций.

Отсутствие норм времени на выполнение основных технологических операций для современных буровых станков является серьезной проблемой. Для решения этой проблемы в СССР были разработаны единые нормы времени (1986 г.), выполняемых при бурении. Дополнения к единым нормам времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые были разработаны в 2000 г. Лабораторией экономики труда ВНИИОЭНГ. Но сегодня эти нормы сильно устарели, и необходимые данные по модернизированным буровым установкам в этом документе отсутствуют. Очевидна необходимость в разработке новых оптимальных норм времени [14].

Для того чтобы точно установить временные нормы, следует проанализировать большое количество технологических операций. Самым подходящим решением является использование современных автоматизированных систем контроля процесса бурения, которые на основе данных ГТИ способны автоматически распознавать различные операции и представлять аналитическую информацию в удобном виде.

В данной работе авторами были проанализированы различные технологические операции, выполненные при бурении восьми скважин Речицкого нефтяного месторождения на буровой установке Уралмаш 3Д-76. Представлен пример анализа более 1700 операций наращивания. На рис. 7 видно, что текущая норма (3,1 мин) не соответствует фактическим результатам и является завышенной. Предлагаемая норма – 1 мин – более адекватно отражает действительность и позволит выявить гораздо больший потенциал экономии времени и средств. Отмечено, что установка новой нормы позволяет добиться еще большего сокращения времени на выполнение той или иной операции.



Рис. 7. Операция СПО: удержание на клиньях (наращивание).  
Пример установки нормы

Таким образом, на основе исторических данных были предложены нормативные показатели на примере операции «Нарращивание». Подобная работа в части нормирования технологических операций позволит добиться сокращения сроков строительства скважин уже на стадии планирования. Когда определены технологии выполнения операций и введены нормы времени, а бригады и руководство совместно участвуют в процессе оптимизации, повышается согласованность действий и стандартизируется рабочий процесс. Такой подход повышает эффективность на всех этапах строительства скважин [19].

### Использование машинного обучения и предиктивной аналитики для прогнозирования осложнений и аварий

Сокращение потерь рабочего времени на устранение осложнений и их последствий – один из ключевых способов повышения производительности при строительстве скважин. Основные виды осложнений включают: прихват бурильной колонны из-за осыпей и обрушений неустойчивых пород, сужение ствола скважины осыпающимися породами, поглощение бурового раствора и нефтегазоводопроявления (НГВП). Как показал анализ осложнений, встречаемых при эксплуатационном и разведочном бурении в РУП «ПО «Белоруснефть», на долю вышеперечисленных осложнений приходится около 80 % всего времени, затраченного на их ликвидацию (рис. 8).

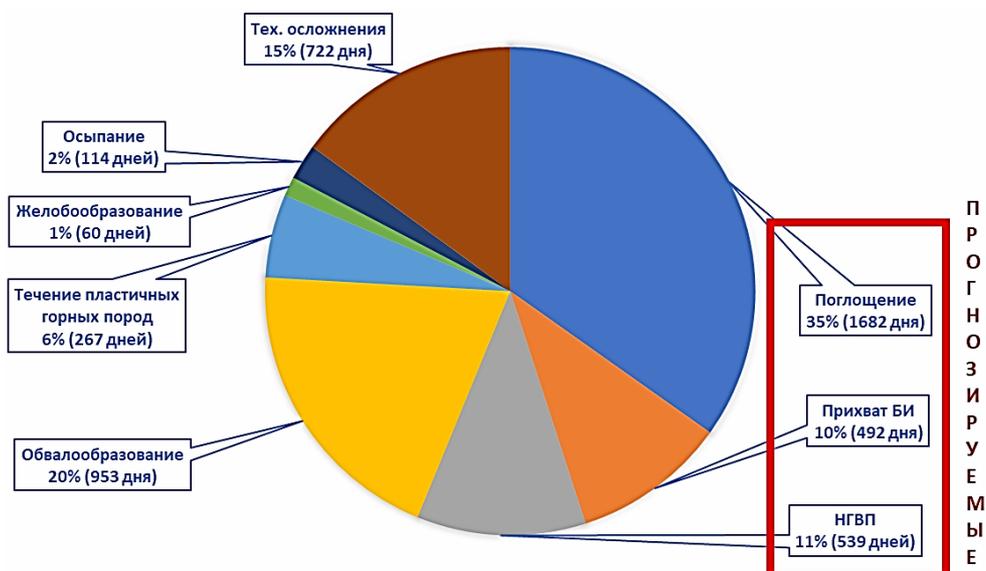


Рис. 8. Анализ времени, затраченного на ликвидацию осложнений в РУП «ПО «Белоруснефть» в период 2014–2023 гг.

Эти осложнения приводят к продолжительным и дорогостоящим простоям, а также к значительным непроизводительным затратам на их устранение и ликвидацию последствий. Затраты на устранение осложнений и вызванных ими аварий могут составлять до 25 % от стоимости строительства скважин. Своевременное предотвращение осложнений и аварий при бурении является важной и актуальной задачей, требующей разработки комплекса методов для их раннего выявления с использованием современных систем ИИ и МО [20, 21].

Подготовка исходных данных для создания моделей нейросетевых расчетов включает формирование наборов временных и поглубинных данных в формате WITSML. Эти наборы могут быть сформированы как на базе имеющейся информации по конкретной скважине, так и на основе архивных данных о ранее пробуренных скважинах с похожими геологическими характеристиками [22, 23].

В период бурения скважины № 459 Речицкого нефтяного месторождения на глубине 493 м был получен прихват бурильной колонны. Предпринимались многочисленные попытки отрыва прихваченной части бурильной колонны (БК). Итоговым решением стало следующее: отворот прихваченной части БК, установка цементного моста и зарезка бокового ствола. На работы по ликвидации указанного осложнения и на принятие последующих решений было затрачено около 8 сут.

Авторами данной статьи была предпринята попытка прогноза вышеуказанного осложнения с применением современных методов ИИ и МО.

При помощи цифрового агрегатора выявлено, что потеря подвижности БК возникла при технологической операции «Промывка». Ниже представлена визуализация основных режимных параметров бурения (рис. 9).

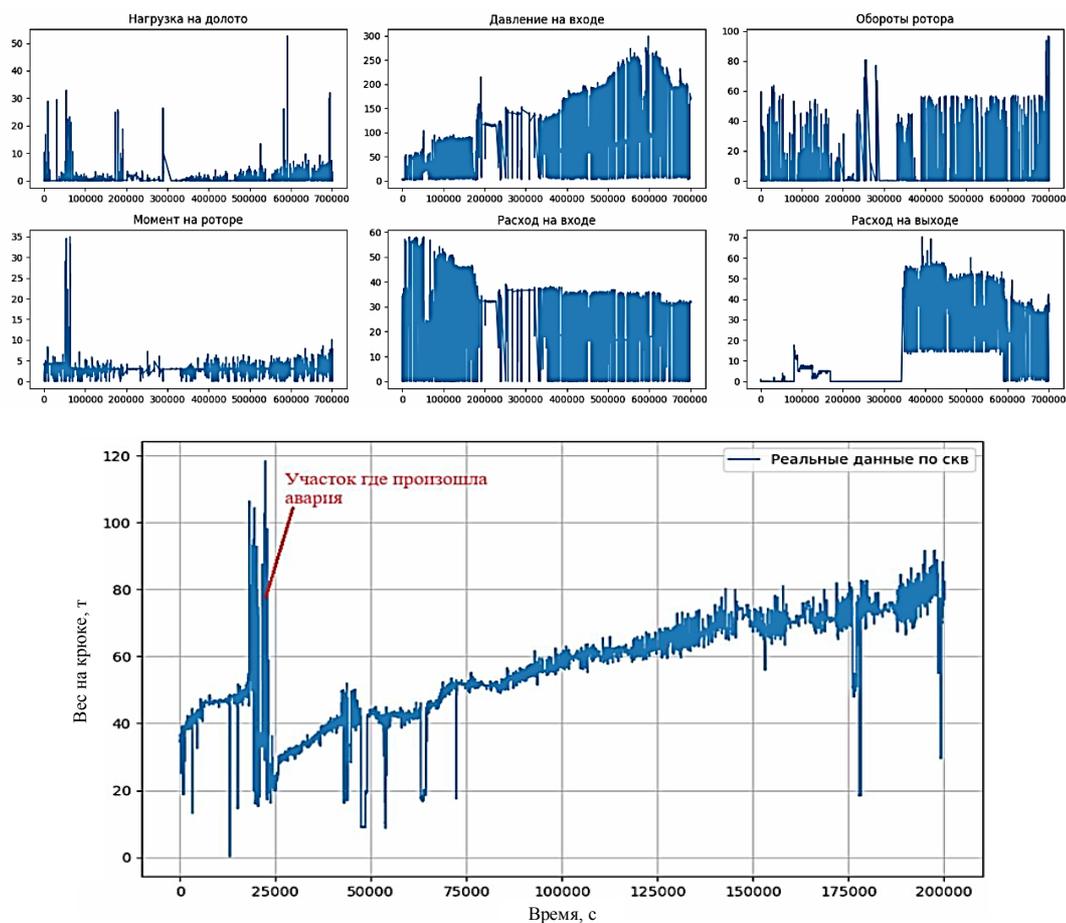


Рис. 9. Визуализация режимных параметров бурения в момент до и после наблюдаемого осложнения

При операции «Промывка» логика формирования шаблона прихвата для разработки модели глубокого обучения будет отличаться от той, которая используется для операции «Роторное бурение». Прихват выражался в резком увеличении параметра «Вес на крюке». При этом перед прихватом было зафиксировано снижение до нулевых значений параметра «Обороты ротора» с последующими пиками от 0 до 45–50 оборотов в минуту, а также резкое увеличение параметра «Момент на роторе» с последующим снижением до нулевых значений и появлением пик в диапазоне от 0 до 1.5 кН · м, согласованного с оборотами ротора. Необходимо отметить, что резкое

уменьшение давления нагнетания бурового раствора и его суммарного расхода произошли с временной задержкой по отношению к увеличению веса на крюке.

С учетом вышеуказанного предварительным решением для прогнозирования прихвата БК является прогнозирование искусственного параметра «Вес на крюке» с поправкой на значения параметров «Момент на роторе» и «Обороты ротора». При этом вес на крюке как таковой хорошо поддается прогнозированию (рис. 10). Под «искусственным параметром» следует понимать следующее. Этот параметр не станет точной копией параметра «Вес на крюке», а будет включать только те реально-временные значения веса на крюке, которые удовлетворяют условиям по отношению к моменту на роторе и оборотам ротора, т. е. если в этот момент одновременно резко увеличится момент на роторе и упадут обороты ротора. При несоблюдении этих условий в других промежутках времени значения веса на крюке принимают нулевые значения.

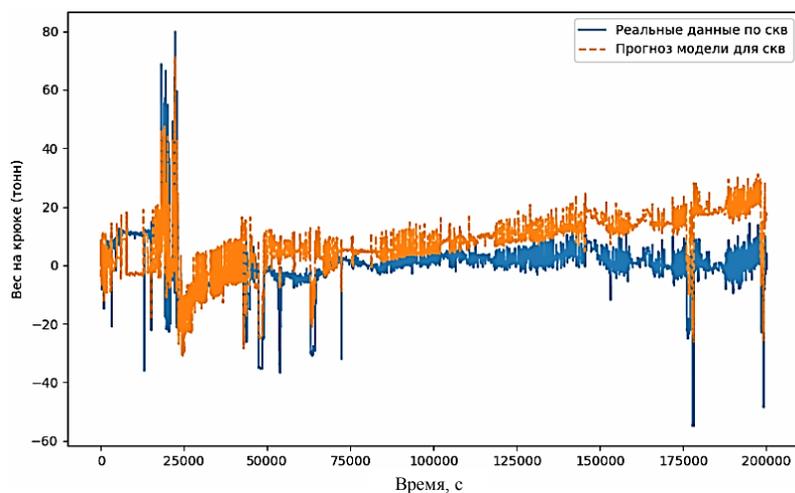


Рис. 10. Результаты прогнозирования параметра «Вес на крюке» с прогнозным горизонтом в 2 мин

После получения спрогнозированных (экстраполированных) каротажных кривых режимных параметров веса на крюке, момента на роторе и оборотов ротора был спрогнозирован искусственный параметр, показывающий возможность наступления прихвата БК. Результаты представлены на рис. 11.

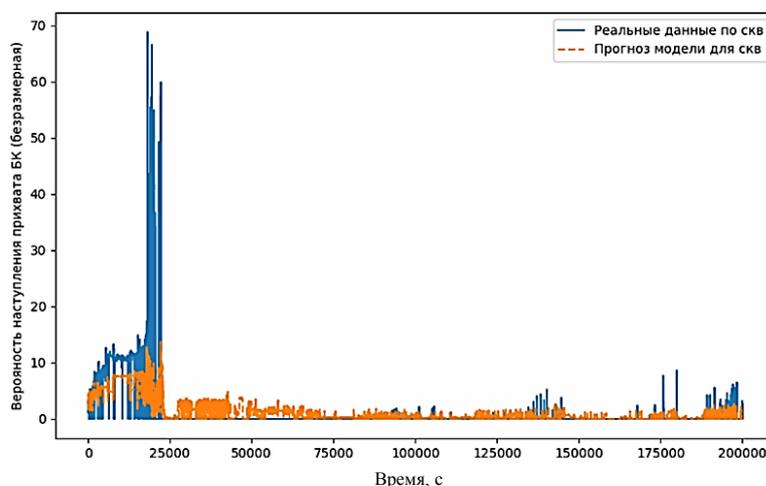


Рис. 11. Спрогнозированный «искусственный параметр», показывающий вероятность возникновения прихвата БК на скважине 459 Речицкого месторождения. Горизонт прогноза – 2 мин до события

В случае прогноза этого искусственного параметра моделью за  $n$ -минут до события (точный прогнозный горизонт определится в ходе многочисленных экспериментов) его интерпретация следующая: через  $n$ -минут ожидается резкое увеличение параметра «Вес на крюке» и момента на роторе и снижение оборотов ротора до нулевых значений – высокий риск потери подвижности бурильного инструмента (появления прихвата БК). Таким образом, при использовании современных инструментов прогнозирования осложнений с применением элементов МО существует возможность избежать данного осложнения и последующего длительного НПВ по его ликвидации. Дальнейшие работы в этом направлении ориентированы не только на прогнозирование искусственных параметров осложнений на основе указанных выше параметров, но и последующие буровые действия для оповещения персонала по корректировке шагов, предпринимаемых в целях предотвращения того или иного осложнения.

Принятие необходимых мер по предотвращению аварийных ситуаций возможно при достоверном прогнозировании их наступления на основе анализа результатов измерений параметров технологических процессов строительства скважин. Автоматизированная система должна выполнять программную обработку результатов измерений в реальном масштабе времени, а также прогнозирование возникновения возможных осложнений и выдачу предупреждающих сообщений. При этом в большинстве случаев возникновение осложнений при строительстве скважин определяется сложной совокупностью геолого-геофизических и технологических параметров и не может быть выявлено в результате визуальных наблюдений оператором.

### **Заключение**

Интеграция цифровых технологий и систем автоматизированного мониторинга в процесс бурения скважин представляет собой важный шаг на пути повышения эффективности, безопасности и экологической устойчивости буровых работ. Использование передовых технологий, таких как ИИ, МО, IoT и цифровые двойники, позволяет оптимизировать все этапы бурения, снижая затраты и минимизируя риски. В современных условиях нефтегазовой отрасли, где требования к эффективности и безопасности постоянно возрастают, внедрение этих инновационных решений становится не только актуальным, но и необходимым условием для успешного развития и конкурентоспособности компаний.

### **Литература**

1. Practical Decision Tool to Evaluate and Rank Potential Solutions for Expected Downhole Drilling Problems During the Well-planning Phase / A. Elmgerbi, B. Les, R. Ashena, T. A. Atkin // Journal of The Institution of Engineers (India): Series D. – 2022. – Vol. 103, N 1. – P. 25–36.
2. Guidry, G. Collaborative Real-Time analysis to reduce non-productive time / G. Guidry, K. Spezia, G. Salmon // Annual Technical Conference and Exhibition. – SPE, 2018. – P. D031S033R006.
3. Bost, S. Machine Learning for Enhanced Production Optimisation and Management / S. Bost // Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 2024. – P. D021S012R002.
4. Elahifar, B. Real-Time Artificial Intelligence-Enhanced Machine Learning Technique for Accurate Drilling Parameter Prediction and Optimization / B. Elahifar // Annual Technical Conference and Exhibition. – SPE, 2024. – P. D021S017R001.
5. Innovative Geological Interpretation Framework for Real-Time Drilling Operations / R. Alohal, M. Alhabib, I. Alkhardawi, Y. Alghamdi // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – SPE, 2023. – P. D031S119R001.

6. Mora, S. Drilling in Slips: Strategies to Measure the Invisible Lost Time, Technical Limits Definition, Using Standard Analytics and Machine Learning Algorithms / S. Mora, D. Martinez // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – SPE, 2021. – P. D031S017R003.
7. Risk Assessment of Polar Drillship Operations Based on Bayesian Networks / Q. Wang, Z. Wang, H. Li [et al.] // Journal of Marine Science and Engineering. – 2024. – Vol. 12, N 10. – P. 1873.
8. Preventing Operational Problems and Significant Reduction on Drilling Days Utilizing Proactive Risk Assessment Strategy / M. Rangel, M. Reese, J. Almeida, J. Cornielis // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – SPE, 2020. – P. D041S030R003.
9. Haneef, J. A comparative analysis of well key performance indicators (KPIs) with well complexities using well complexity calculator / J. Haneef, A. Sheraz // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2023. – Vol. 48, N 7. – P. 9339–9356.
10. Digital twins for real-time scenario analysis during well construction operations / G. S. Saini, A. Fallah, P. Ashok, E. van Oort // Energies. – 2022. – Vol. 15, N 18. – P. 6584.
11. Wood, D. A. Real-time monitoring and optimization of drilling performance using artificial intelligence techniques: a review / D. A. Wood // Sustainable Natural Gas Drilling. – 2024. – P. 169–210.
12. Цифровой геосупервайзинг оптимизированного дизайна скважин / С. А. Ильичев, В. В. Кульчицкий, В. П. Спиридонов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 50–52.
13. Косенков, С. О. Платформенный подход в решении задач строительства скважин / С. О. Косенков, В. Ю. Турчанинов, И. Кузнецов // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 9-10. – С. 95–98.
14. Иванов, Б. В. Особенности автоматизированной системы измерения и анализа эффективности процессов бурения – проНова. Современный подход к анализу эффективности выполнения буровых работ / Б. В. Иванов // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 66–68.
15. Добролюбов, А. Ю. Сокращение сроков строительства скважин с использованием автоматизированной системы распознавания операций проНова / А. Ю. Добролюбов, А. А. Горшков, Б. В. Иванов // Бурение и нефть. – 2017. – № 6. – С. 62–65.
16. Mittal, M. Measuring microinvisible loss milt time in drilling operations / M. Mittal, V. Lakhnopal, R. Samuel // SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. – SPE, 2020. – P. D091S011R005.
17. Бочаров, Н. В. Особенности цифровизации бурения скважин (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба) / Н. В. Бочаров, В. М. Ткачев, Т. В. Атвиновская // Стратегия и тактика развития производственно-хозяйственных систем : сб. науч. тр. / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Ун-т им. Аджинкья А. Я. Патила ; под ред. М. Я. Андриянчиковой. – Гомель, 2023. – С 93–96.
18. Бочаров, Н. В. К вопросу применения агрегатора цифрового бурения для оценки эффективности строительства скважин (на примере скважин месторождений Припятского прогиба) / Н. В. Бочаров, Т. В. Атвиновская, Д. С. Матвеевко // Исследования и разработки в области машиностроения, энергетики и управления : материалы XXIII Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, Гомель, 27–28 апр. 2023 г. : в 2 ч. Ч. 2 / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель, 2023. – С. 35–38.
19. Бочаров, Н. В. Об оптимизации норм времени технологических операций при бурении нефтяных и газовых скважин / Н. В. Бочаров, Д. С. Матвеевко // I Международный молодежный научно-культурный форум студентов, магистрантов, аспирантов и молодых ученых : сб. материалов / М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого, Таиз. ун-т, Науч. организация исслед. и инноваций ; под общ. ред. А. А. Бойко. – Гомель, 2024. – С. 114.

20. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения / А. Д. Черников, Н. А. Еремин, В. Е. Столяров [и др.] // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 3. – С. 87–96. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>
21. Щербаков, Р. Э. Использование методов машинного обучения «без учителя» для предупреждения прихватов бурильной и обсадной колонн / Р. Э. Щербаков, А. В. Ковалев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 4. – С. 66–78.
22. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения / А. Н. Дмитриевский, А. Г. Сбоев, Н. А. Еремин [и др.] // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 4. – С. 79–85. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.79-85>
23. Качественный анализ геоданных временного ряда для предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, Е. А. Сафарова [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 3. – С. 31–37.

### References

1. Elmgerbi A., Les B. Ashena R., Atkin T. A. A Practical Decision Tool to Evaluate and Rank Potential Solutions for Expected Downhole Drilling Problems During the Well-planning Phase. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series D*, 2022, vol. 103, no. 1, pp. 25–36.
2. Guidry G., Spezia K., Salmon G. Collaborative Real-Time analysis to reduce non-productive time. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2018, p. D031S033R006.
3. Bost S. Machine Learning for Enhanced Production Optimisation and Management. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, 2024, p. D021S012R002.
4. Elahifar B. Real-Time Artificial Intelligence-Enhanced Machine Learning Technique for Accurate Drilling Parameter Prediction and Optimization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2024, p. D021S017R001.
5. Alohal R., Alhabib M., Alkhardawi I., Alghamdi Y. Innovative Geological Interpretation Framework for Real-Time Drilling Operations. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, 2023, p. D031S119R001.
6. Mora S., Martinez D. Drilling in Slips: Strategies to Measure the Invisible Lost Time, Technical Limits Definition, Using Standard Analytics and Machine Learning Algorithms. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*, 2021, p. D031S017R003.
7. Wang Q., Wang Z., Li H., Huang X., Yue Q., Yue X., Wang Y. Risk Assessment of Polar Drilling Operations Based on Bayesian Networks. *Journal of Marine Science and Engineering*, 2024, vol. 12, no. 10, p. 1873.
8. Rangel M., Reese M., Almeida J., Cornielis J. Preventing Operational Problems and Significant Reduction on Drilling Days Utilizing Proactive Risk Assessment Strategy. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2020, p. D041S030R003.
9. Haneef J., Sheraz A. A comparative analysis of well key performance indicators (KPIs) with well complexities using well complexity calculator. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2023, vol. 48, no. 7, pp. 9339–9356.
10. Saini G. S., Fallah A., Ashok P., van Oort E. Digital twins for real-time scenario analysis during well construction operations. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 18, p. 6584.
11. Wood D. A. Real-time monitoring and optimization of drilling performance using artificial intelligence techniques: a review. *Sustainable Natural Gas Drilling*, 2024, pp. 169–210.
12. Il'ichev S. A., Kul'chitskii V. V., Spiridonov V. P., Schebetov A. V., Parkhomenko A. K., Chernobai D. N., Ivanov A. D. Drilling supervising of optimized design bore. *Oil Industry Journal*, 2019, no. 3, pp. 50–52 (in Russian).

13. Kosenkov S. O., Turchaninov V. Yu., Kuznetsov I. Platform approach to solving the problems of well construction. *Neftegazovaya vertikal'*, 2020, no. 9-10, pp. 95–98 (in Russian).
14. Ivanov B. Features of the automated measurements and analysis of the efficiency of the drilling operations. A modern approach to the analysis of performance of drilling operations. *Burenie i neft'*, 2015, no. 10, pp. 66–68 (in Russian).
15. Dobrolyubov A. Yu., Gorshkov A. A., Ivanov B. V. Reduction of the construction time of wells with the use of the automated system for recognizing the operations of ProNova. *Burenie i neft'*, 2017, no. 6, pp. 62–65 (in Russian).
16. Mittal M., Lakhanpal V., Samuel R. Measuring microinvisible loss milt time in drilling operations. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*, 2020, p. D091S011R005.
17. Bocharov N. V., Tkachev V. M., Atvinovskaya T. V. Features of digitalization of well drilling (based on oil fields of the Pripyat Trough). *Strategiya i taktika razvitiya proizvodstvenno-khozyaistvennykh sistem : sb. nauch. tr.* [In Strategy and Tactics for the Development of Production and Economic Systems: Collection of Scientific Papers]. Gomel, 2023, pp. 93–96 (in Russian).
18. Bocharov N. V., Atvinovskaya T. V., Matveenko D. S. On the application of the digital drilling aggregator for assessing the efficiency of well construction (based on wells of the Pripyat Trough fields). *Issledovaniya i razrabotki v oblasti mashinostroeniya, energetiki i upravleniya : materialy XXIII Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf. studentov, aspirantov i molodykh uchenykh, Gomel, 27–28 apr. 2023 g. Ch.1* [In Research and Developments in the Fields of Mechanical Engineering, Energy, and Management: Proceedings of the XXIII International Scientific and Technical Conference of Students, Postgraduates, and Young Scientists, Gomel, April 27–28, 2023 pt. 1]. Gomel, 2023, pp. 35–38 (in Russian).
19. Bocharov N. V., Matveenko D. S. On optimizing time norms for technological operations in drilling oil and gas wells. *I Mezhdunarodnyi molodezhnyi nauchno-kul'turnyi forum studentov, magistrantov, aspirantov i molodykh uchenykh : sb. materialov, Gomel', 5–7 marta 2024 g.* [Proceedings of the I International Youth Scientific and Cultural Forum for Students, Master's Students, Postgraduates, and Young Scientists, Gomel, March 5–7, 2024]. Gomel, 2024, p. 114 (in Russian).
20. Chernikov A. D., Eremin N. A., Stolyarov V. E., Sboev A. G., Semenova-Chashhinga O. K., Ficner L. K. Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 87–96 (in Russian). <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.87-96>
21. Shcherbakov R. E., Kovalev A. V. Using machine learning methods “without a teacher” to prevent sticking of drill and casing strings. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 4, pp. 66–78 (in Russian).
22. Dmitrievskii A. N., Sboev A. G., Eremin N. A., Chernikov A. D., Naumov A. V., Gryaznov A. V., Moloshnikov I. A., Borozdin S. O., Safarova E. A. On increasing the productive time of drilling oil and gas wells using machine learning methods. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 4, pp. 79–85 (in Russian). <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.79-85>
23. Dmitrievskii A. N., Eremin N. A., Safarova E. A., Filippova D. S., Borozdin S. O. Qualitative analysis of time series geodata to prevent complications and emergencies during drilling of oil and gas wells. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR = Socar Proceedings*, 2020, vol. 3, pp. 31–37 (in Russian).