

М. А. Нечухаев, зам. директора Департамента оперативного управления и мониторинга,
ПАО НК "Роснефть", Москва,
В. В. Чепкасов, первый зам. ген. директора,
ОАО "Удмуртнефть", г. Ижевск,
Н. О. Вахрушева, канд. техн. наук, начальник управления
по технологическому развитию, e-mail: NOVahrusheva@udmurtneft.ru,
ЗАО "Ижевский нефтяной научный центр", г. Ижевск

Совершенствование бизнес-процесса обслуживания скважин с помощью цифровых технологий

Обсуждается реализация проектов по цифровизации месторождений нефтегазовыми предприятиями России. Предприятия используют технологию цифровых двойников для моделирования и прогнозирования сценариев оптимизации разработки месторождений и технологических процессов эксплуатации месторождений. Процессы цифровизации детально разобраны в статье, выявлены недостатки и возможности для их улучшения. Рассмотрены три режима управления скважиной с использованием искусственного интеллекта. Разработана концепция всех возможных режимов. Выявлена экономическая целесообразность реализации проекта по внедрению цифровых технологий в процесс обслуживания скважин на примере месторождений ОАО "Удмуртнефть". Рассчитан предполагаемый экономический эффект. Выполнен расчет дополнительной численности требуемого персонала для достижения заданных показателей проекта при снижении времени реагирования.

Ключевые слова: цифровизация месторождений, цифровая скважина, автоматизация, обслуживание скважины, эффективность цифровизации, Удмуртнефть

Введение

Уровень добычи нефти в России в 2018 г. составил 555,9 млн т — это рекордный показатель за последние десятилетия, отмечается в обзоре нефтесервисного рынка Deloitte (2019). Рост по отношению к предыдущему году составил 1,7 %. При этом затраты на капитальный ремонт скважин выросли на 49 % по сравнению с 2017 г. [1]. В процессе эксплуатации месторождений наибольшая доля операционных затрат приходится на процесс добычи (рис. 1, см. вторую сторону обложки). Поэтому задача снижения затрат на обслуживание скважины как главного элемента процесса добычи — сегодня одна из ключевых для нефтегазовых компаний.

Постановка задачи исследования

Крупнейшие нефтегазовые предприятия России реализуют проекты по цифровизации месторождений [1], используя технологию цифровых двойников для моделирования и прогнозирования сценариев оптимизации разработки месторождений и технологических процессов эксплуатации месторождений.

В данной статье под *цифровизацией* будем понимать применение прорывных технологий, преобразующих операционные процессы и бизнес-модели за счет использования искусственного интеллекта, мобильных устройств, роботизации и интеграционных технологических платформ [2]; под *цифровым двойником* будем понимать цифровую копию физического объекта или процесса, помогающую оптимизировать эффективность бизнес-процессов [3].

Проекты "цифровое месторождение", "умное месторождение", "электронное месторождение" внедряют соответственно Роснефть (Илишевское месторождение), Лукойл (Южный Ягун), Газпромнефть-Хантос (Приобское месторождение (южная лицензионная территория)) и другие предприятия нефтегазодобычи. Применение цифровых технологий для совершенствования работы скважины во всех проектах является одной из главных задач.

Несмотря на то, что на территории России предлагаются к реализации готовые решения по цифровизации работы скважин, например,

- продукт "интеллектуальная скважина" — разработка группы компаний "Новомет" (автоматическая адаптивная настройка оптимального режима работы установки электроприводного центробежного насоса для

текущих условий эксплуатации и обеспечение работы насоса) [4];

- проект "цифровая скважина", который реализуется на оборудовании пермской компании "Россма" с использованием программного обеспечения "Ростелеком" (позволяет предотвращать аварийную остановку скважин) [5] и др.;

однозначных типовых, признанных технологий для цифровизации нет.

Предположительно это связано с тем, что выбор концепции и технологии цифровизации рассматривается нефтегазодобывающими предприятиями как конкурентное преимущество. При выборе концепции необходимо учитывать особенности и опыт эксплуатации конкретного месторождения: разницу в геологических условиях, географическом местоположении; обеспеченность инфраструктурой, ресурсами; безопасность и экологичность эксплуатации и производительность как отдельных скважин, так и месторождения в целом. Поэтому все крупнейшие компании на сегодняшний день ориентируются на разработку собственных концепций цифровизации, алгоритмов интеллектуального управления и программного обеспечения.

В настоящей статье рассматриваются основные задачи и экономическая целесообразность реализации проекта по внедрению цифровых технологий в процесс обслуживания скважин на примере месторождений ОАО "Удмуртнефть".

Метод решения задачи исследования

Для совершенствования бизнес-процесса обслуживания скважин с помощью цифровых технологий провели анализ текущей ситуации.

Процесс "как есть". Для анализа текущей ситуации и оптимизации производственных процессов на месторождениях ОАО "Удмуртнефть" были изучены процессы, связанные с эксплуатацией скважин как основным элементом технологического процесса добычи нефти. Описаны существующие процессы, выявлены недостатки и возможности для их улучшения.

В ОАО "Удмуртнефть" входят 34 нефтяных месторождения, расположенных на территории Удмуртской республики. Это 5651 скважина, 42 объекта, которые обслуживаются 42 бригадами: 476 операторами и 758 единицами техники. Сбор информации осуществляется по

скважинам, расположенным друг от друга на расстоянии от 1 до 30 км, в условиях бездорожья (зимний период и паводок). Время на обход и сбор информации со скважины занимает от 4 до 10 ч. На каждого оператора приходится 12 скважин и 1 объект.

Существует целый ряд проблем при обслуживании скважин: на обход всего фонда скважин по месторождению у одного оператора уходит порядка 1...3 дней. Замеряемость фонда скважин составляет 57 %. Ежедневно один оператор тратит на замер фонда скважин от 2 до 8 ч. При этом телеметрия на основном фонде скважин и передача данных на ПК отсутствует. Уровень оснащения скважин системами телемеханизации: 57 % — добывающий фонд; 26 % — нагнетательный фонд. Способ сбора данных — неудовлетворительный; большая разбросанность фонда, некустовое расположение скважин.

На сегодняшний день процесс обслуживания скважин состоит из этапов, представленных на рис. 2 (см. вторую сторону обложки).

Красным цветом на горизонтальной оси отмечены операции сбора и обработки информации, не создающие ценность (общее время — 6,5 ч). Желтым выделены операции принятия решения технологом и непосредственные действия ремонтной бригады, приносящие ценность (общее время — 3,5 ч). Общее время устранения аварийной ситуации составляет 10 ч. За это время потери нефти могут составить в среднем до 2 т нефти на скважину (по средней продуктивности скважин ОАО "Удмуртнефть").

При нештатных ситуациях/аварийных остановках скважины решение о необходимости обслуживания принимается с запозданием. Документооборот осуществляется на бумажных носителях, что также усложняет передачу информации и снижает скорость передачи и принятия решения. Технолог не всегда имеет достаточно компетенций и данных для принятия наиболее оптимального решения. Возможность предотвратить аварийную остановку скважины практически отсутствует. Также есть и другие общие проблемы:

1. Невозможность своевременного реагирования на меняющиеся условия и нештатные ситуации.

2. Увеличение операционных затрат при эксплуатации фонда скважин (техника, человеческий ресурс, обслуживание и т.д.).

3. Невозможность в режиме реального времени анализировать геологический и технологический потенциалы фонда скважин.

4. Отсутствие контроля системы "Пласт—скважина—насос" приводит к снижению эффективности эксплуатации месторождения и неоперативной оптимизации работы.

Прикладная интерпретация и иллюстрация полученных результатов исследования

Предлагаемая модель процесса. В предлагаемом решении "Скважина как клиент" центром принятия решения становится программное обеспечение с элементами искусственного интеллекта. За персоналом остается контроль корректности принимаемых решений, настройка и обучение [6].

В рамках проекта цифровизации скважин можно реализовать три опции, которые позволят снизить до минимума время реагирования на аварийную ситуацию и, в конечном итоге, полностью предупредить все возможные аварии:

1. Устранение неэффективного времени на сбор, обработку и передачу информации за счет автоматизации сбора и передачи информации, т. е. снижение до нуля затрат времени, не создающего ценность.

2. Ускорение принятия решения технологом по дальнейшим действиям (анализ информации и выдача рекомендаций технологу по необходимым мероприятиям). Сокращение времени с 0,5 ч до нескольких секунд для принятия решения.

3. Своевременное реагирование для предотвращения аварийной остановки скважины (предиктивный анализ текущих параметров процесса и предотвращение остановки скважины, профилактический выезд бригады, отсутствие аварий). Отслеживание параметров работы скважины в постоянном режиме для предотвращения возможных аварий, т. е. полное предотвращение аварийных ситуаций. Снижение до нуля часов времени работы бригады в неплановом (аварийном) режиме.

Таким образом, идеальная реализация проекта по цифровизации позволит исключить аварийные остановки скважин (затраты на аварийные остановки должны быть равны нулю), обеспечить оптимальное планирование профилактических ремонтных работ, принимать своевременные и оптимальные технологические решения по обслуживанию и поддержанию работы скважин в период эксплуатации месторождений.

В нашем проекте рассмотрена оптимизация процесса обслуживания скважин по трем опциям:

1. "Скважина как клиент". Устранение неэффективного времени на сбор, обработку и передачу информации (рис. 3, см. вторую сторону обложки). Оптимизация составит 6,5 ч.

2. "Цифровой технолог". Ускорение принятия решения по дальнейшим действиям технологом, сокращение времени на 0,5 ч (рис. 4, см. третью сторону обложки).

3. "Предиктивная аналитика". Автоматизированное изменение режима работы скважины (рис. 5, см. третью сторону обложки). Оптимизация составит 3 ч.

Автоматизированное поступление данных в систему исключает необходимость выезда оператора на скважину, передачу информации между оператором и диспетчером и далее технологом. По типовым проблемам допустимо принятие решений с использованием систем управления на основе искусственного интеллекта, что существенно сократит время реагирования инженерного персонала, повысит качество принимаемых решений за счет исключения человеческого фактора.

Предусмотрены три режима функционирования такой системы управления на основе искусственного интеллекта:

1. При оптимальном режиме работы скважины либо при изменении режима работы скважины в допустимых пределах осуществление контроля параметров и в режиме on-line изменение режима согласно заданным регламентам работы скважины.

2. При фиксации параметров режима работы скважины, не заданных регламентом ее работы, система управления направляет решение на согласование технологу. В данном режиме оптимизация процесса составит 9 ч.

3. При изменении режима работы скважины до критических значений параметров система управления автоматически направляет технологу разработанный план профилактических мероприятий на согласование и корректировку. Технолог подтверждает необходимость проведения профилактических/ремонтных мероприятий, после чего организуется выезд ремонтного звена с остановкой скважины после прибытия персонала на место проведения работы.

Для организации работы профилактических ремонтных бригад также необходимо использование описываемой системы на основе искусственного интеллекта. Многокритериальная оценка с элементами нечеткой логики для определения приоритета обслуживания скважин тоже должна выполняться автоматически с учетом назначения скважины, про-

дуктивности работы скважины, удаленности, труднодоступности, риска аварийной остановки и других факторов [7].

На рис. 6 (см. третью сторону обложки) для сравнения экономической эффективности предлагаемого проектного решения выполнен расчет дополнительной численности требуемого персонала для достижения заданных показателей проекта при снижении времени реагирования.

Снижение одной минуты простоя в рамках проекта по цифровизации принесет дополнительно 8 млн руб чистого денежного потока, а снижение одной минуты простоя за счет привлечения дополнительных работников уменьшает чистый денежный поток предприятия на 25,2 млн руб. (оценка выполнена на базе основного расчета экономической эффективности на период реализации проекта за 2019...2028 гг.). Применение предлагаемой нами системы цифровизации производственного процесса позволит на первом этапе снизить время реагирования без привлечения дополнительного персонала, а на последующих этапах снизить до нуля аварийные остановки скважин.

Для реализации проекта цифровизации скважин была рассчитана экономическая эффективность проекта. При норме дисконта в 15 % (наиболее распространенный уровень ставки дисконтирования, применяемый крупнейшими нефтедобывающими компаниями России и мировыми лидерами при оценке инвестиционных проектов) показатели экономической эффективности проекта составили:

- NPV (чистый дисконтированный доход) = 82 млн руб.;
- IRR (внутренняя норма доходности) = 19,2 %;
- DPI (дисконтированный индекс доходности) = 1,08 ед.;
- DPP (период окупаемости) = 8,8 лет.

Заключение

Таким образом, проект по цифровизации скважин для месторождений ОАО "Удмуртнефть" выглядит привлекательным не только со стратегической точки зрения, но и с учетом его экономической эффективности.

Реализация проекта позволит достичь следующих ключевых показателей эффективности в период с 2019 по 2023 гг.:

- ежегодно на 25 % сократить внеплановые аварийные внутрисменные потери нефти,

снизить внутрисменные потери нефти — на 14 тыс. т в 2019 г. и с 2023 г. — на 4,7 тыс. т ежегодно;

- обеспечить поддержание базовой, основной и дополнительной добычи и повысить эффективность закачки за счет мониторинга системы поддержания пластового давления — 44 тыс. т нефти в 2019 г. и с 2023 г. — на 11 тыс. т ежегодно;
- обеспечить поддержание базовой, основной и дополнительной добычи за счет сокращения длительности закачки в результате мониторинга эффективности закачки со 134 мин к концу 2019 г. до 35 мин к 2023 г. по каждому месторождению за счет подключения объектов к высокоскоростным каналам связи широкополосного доступа (скорость реагирования автоматики с учетом реализации программы составит не более 5 мин, текущая же скорость может достигать до 90...120 мин из-за длительного цикла опроса объектов). Это позволит дополнительно добывать до 1 тыс. т нефти ежегодно;
- устранить/минимизировать риски в области промышленной безопасности и охраны труда, связанные с эксплуатацией опасных производственных объектов.

Список литературы

1. Вертакова Ю. В., Толстых Т. О., Шкарупета Е. В., Дмитриева В. В. Трансформация управленческих систем под воздействием цифровизации экономики: монография. Курск: Изд-во ЮЗГУ, 2017. 156 с.
2. Плотников В. А., Койда С. П. Информационная инфраструктура и ее роль в обеспечении инновационного развития бизнеса // Экономика и управление. 2014. № 1 (99). С. 30—35.
3. Забродин О. Ю. Анализ текущего состояния ГНО. Разработка методологии по дальнейшей эксплуатации системы "пласт-скважина-насос" // Инженерная практика. 2015. № 9. С. 4—11.
4. Попова М. "Умная" добыча [Электронный ресурс] // РБК +, тематическое приложение к ежедневной деловой газете "Топливо-энергетический комплекс" № 81 от 07.06.2019г. URL: <https://plus.rbc.ru/news/5cf91e087a8aa909f4572ab3>.
5. Сайт группы компаний "Новомет" [Электронный ресурс] // Интеллектуальная скважина. URL: <http://www.povomet.ru/rus/products/smart/smart-well/>.
6. Лапина А. "Ростелеком" представил технологию для сопровождения месторождений на основе IoT [Электронный ресурс] // Коммерсант. Вып. от 11.11.2018г. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3842979>.
7. Еникеев Р. М., Гарифуллин А. Р., Валиахметов Р. И. Интеллектуализация работы мехфонда: спешить или не топиться? // Инженерная практика. 2016. № 10—11.

M. A. Nechukhaev, Deputy Director of the Department of Operational Management and Monitoring, Rosneft PJSC, Moscow, Russian Federation,

V. V. Chepkasov, First Deputy General Director of Udmurtneft, Izhevsk, Russian Federation,

N. O. Vakhrusheva, Ph.D., Head of the Department for Technological Development, Izhevsk Petroleum Scientific Center CJSC, e-mail: NOVakhrusheva@udmurtneft.ru, Izhevsk, Russian Federation

Improving of Business Process of Servicing Wells using Digital Technology

Russian oil and gas companies are implementing projects to digitalize their fields. Enterprises use digital twins technology to model and predict scenarios for optimizing field development and field operation processes. The objectives of the article relate well operation (the main element of the technological process of oil production) and digitalization of the process. The processes are analyzed in detail in the article, shortcomings and opportunities for their improvement are identified. Digitalization of the well will allow to implement 3 possible control options. The final result is a reduction of the response time to an emergency to a minimum and, ultimately, a complete prevention of all possible accidents (possible types of accidents are formulated). There are 3 modes of functioning of artificial intelligence. The concept of all possible modes has been developed. The economic feasibility of implementing a project on the introduction of digital technologies in the process of well maintenance is revealed on the example of the fields of JSC Udmurtneft. The estimated economic effect is calculated. The calculation of the additional number of required personnel to achieve the specified project indicators with a decrease in response time is performed. The project looks attractive from a strategic point of view, taking into account its economic efficiency. Unscheduled oil loss emergencies are reduced annually, in-shift oil losses are reduced, basic, main and additional production is maintained by monitoring the pumping efficiency, and risks in the field of industrial safety, labor protection and the environment are eliminated / minimized.

Keywords: field digitalization; digital well; automation; well service; digitalization efficiency; Udmurtneft

DOI: 10.17587/it.26.548-552

References

1. **Vertakova Yu. V., Tolstykh T. O., Shkarupeta E. V., Dmitrieva V. V.** Transformation of management systems under the influence of digitalization of the economy, Kursk, Publishing House of the Southwestern State University, 2017. 156p. (in Russian).

2. **Plotnikov V. A., Koida S. P.** Information infrastructure and its role in ensuring innovative business development, *Economics and Management*, 2014, no. 1 (99), pp. 30–35 (in Russian).

3. **Zabrodin, O. Yu.** Analysis of the current state of GNO. Development of a methodology for the further operation of the "reservoir-well-pump" system, *Engineering Practice*, 2015, no. 9, pp. 4–11 (in Russian).

4. **Popova M.** "Smart" production, *RBC +, thematic supplement to the daily business newspaper "Fuel and Energy Complex"*, no. 81, dated June 7, 2019, available at: <https://plus.rbc.ru/news/5cf91e087a8aa909f4572ab3> (in Russian).

5. **The site** of the Novomet group of companies, Intelligent well, available at: <http://www.novomet.ru/rus/products/smart/smart-well/> (in Russian).

6. **Lapina A.** Rostelecom introduced the technology for tracking fields based on IoT, *Kommersant Electronic Journal*, November 11, 2018, available at: <https://www.kommersant.ru/doc/3842979> (in Russian).

7. **Enikeev R. M., Garifullin A. R., Valiakhmetov R. I.** Intellectualization of the work of the mechanical fund: to rush or not to rush?, *Engineering Practice*, 2016, no. 10–11 (in Russian).

Адрес редакции:

107076, Москва, Стромьинский пер., 4

Телефон редакции журнала (499) 269-5510

E-mail: it@novtex.ru

Технический редактор *Е. В. Конова*.

Корректор *М. Ю. Безменова*.

Сдано в набор 09.07.2020. Подписано в печать 31.08.2020. Формат 60×88 1/8. Бумага офсетная.

Усл. печ. л. 8,86. Заказ ИТ920. Цена договорная.

Журнал зарегистрирован в Министерстве Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций.

Свидетельство о регистрации ПИ № 77-15565 от 02 июня 2003 г.

Оригинал-макет ООО "Авансед солюшнз". Отпечатано в ООО "Авансед солюшнз".

119071, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 19, стр. 1. Сайт: www.aov.ru

Рисунки к статье М. А. Нечухаева, В. В. Чепкасова, Н. О. Вахрушевой
**«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА ОБСЛУЖИВАНИЯ СКВАЖИН
 С ПОМОЩЬЮ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»**



Рис. 1. Распределение операционных затрат в процессе эксплуатации месторождения



Рис. 2. Процесс обслуживания скважин



Рис. 3. Оптимизация процесса обслуживания скважин

Рисунки к статье М. А. Нечухаева, В. В. Чепкасова, Н. О. Вахрушевой
«СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА ОБСЛУЖИВАНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»



Рис. 4. Минимизация влияния человеческого фактора на принятие решения о дальнейших действиях по обслуживанию скважин



Рис. 5. Применение системы управления на основе искусственного интеллекта

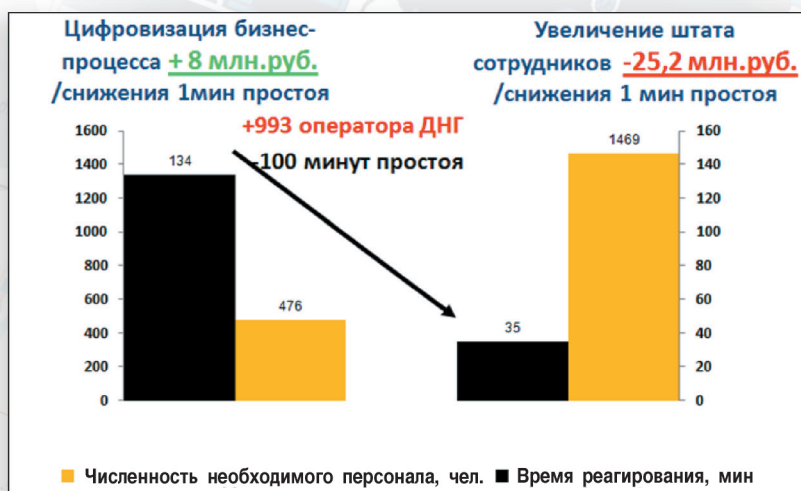


Рис. 6. Дополнительная численность, требуемая для достижения заданных показателей проекта без цифровизации