

УДК 622.276.5(476)

## ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ

**В. В. ФРОЛОВ<sup>1</sup>, А. В. СЕРЕБРЕННИКОВ<sup>2</sup>, А. Б. НЕВЗОРОВА<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть»  
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»*

<sup>2</sup>*РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

<sup>3</sup>*Учреждение образования «Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

**Аннотация.** Рассмотрены структура, функциональные группы и задачи применения программного обеспечения «Цифровое месторождение» в НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Интеграция программного обеспечения различных программ в одну систему позволила определить основные требования и оптимизировать процессы по подбору глубинно-насосного оборудования скважин. На основе моделирования различных рабочих ситуаций разработан алгоритм оптимального периода его эксплуатации, который заключается в выставлении ограничений по давлению на приеме насоса и загрузке электродвигателя насоса по каждой скважине индивидуально. Установлено, что внедрение технологии кратковременно-периодической эксплуатации скважин по результатам решения задач в программном обеспечении «Цифровое месторождение» дало возможность увеличить добычу нефти на 126 % от плановых объемов.

**Ключевые слова:** глубинно-насосное оборудование, цифровое месторождение, интегрированный анализ, кратковременно-периодическая эксплуатация скважин.

**Для цитирования.** Фролов, В. В. Оптимизация режима работы глубинно-насосного оборудования на основе цифровых моделей / В. В. Фролов, А. В. Серебрянников, А. Б. Невзорова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 33–40.

## OPTIMIZATION OF OPERATING MODE OF DEEP PUMPING EQUIPMENT BASED ON DIGITAL MODELS

**V. V. FROLOV<sup>1</sup>, A. V. SEREBRENNIKOV<sup>2</sup>, A. B. NEVZOROVA<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Rechitsaneft Oil and Gas Production Department  
RUE “Production Assotiation “Belorusneft”*

<sup>2</sup>*RUE “Production Assotiation “Belorusneft”, Gomel*

<sup>3</sup>*Sukhoi State Technical University of Gomel, Republic of Belarus*

**Annotation.** The structure, functional groups and tasks of using the Digital Field software in the NGDU “Rechitsaneft” RUE “Production Assotiation “Belorusneft” are considered. The integration of various programs into one system made it possible to determine the basic requirements and optimize the processes for selecting downhole pumping equipment for wells. Based on modeling of various operating situations, an algorithm for its optimal operating period has been developed, which consists of setting restrictions on the pressure at the pump intake and loading the pump electric motor for each well individually. It was established that the introduction of technology for short-term periodic operation of wells based on the results of solving problems in the Digital Field software allowed increasing oil production by 126 % of the planned volumes.

**Keywords:** downhole pumping equipment, digital field, integrated analysis, short-term periodic operation of wells.

**For citation.** Frolov V. V., Serebrennikov A. V., Nevzorova A. B. Optimization of operating modes of deep-well pumping equipment based on digital models. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 33–40 (In Russian).

**Введение.** На современном этапе развития нефтедобычи наряду с вопросами совершенствования технологий все большую актуальность приобретают вопросы рациональной эксплуатации и управления функционированием и развитием систем. Это связано, в первую очередь, с оптимизацией и цифровизацией всех процессов нефтедобычи и ее дальнейшей интеллектуализацией. Сегодня ресурсная база РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» уменьшается и без инновационных подходов невозможно не только наращивать объемы производства, но и оставаться на текущем уровне.

Понятие «Цифровое месторождения» неразрывно связано с понятием интегрированного проектирования, которое появилось в 60-е гг. XX в. и предназначалось главным образом для комплексной оптимизации процессов эксплуатации скважин и работы наземных установок, насосного оборудования и других объектов при моделировании разработки нефтяных месторождений [1, 2]. Сегодня оно эффективно дополняется инструментами – программами, объединяющими все ключевые дисциплины (геология, разработка, бурение и заканчивание скважин, нефтедобыча, обустройство, экономика, экология, анализ рисков), для эффективного бизнес-планирования освоения месторождения.

Эффективность цифрового месторождения как совокупность интеллектуальных систем обуславливается тесной интеграцией в производственные бизнес-процессы интеллектуального оборудования и аналитических информационных продуктов, которые при выявлении отклонений от нормы дают рекомендации по исключению возможного риска. Качество таких решений обеспечивается совмещением оперативных данных по всем системам месторождения с интегрированной моделью месторождений, дополненной расчетными библиотеками, позволяющими проводить анализ технологической системы и выдавать специалистам предложения по оптимизации и потенциально возможным потерям в будущем [3, 4]. В условиях отсутствия цифровых систем управления месторождением информация собирается и используется после возникновения события. В этом случае проблема уже существует, а следовательно, появляется риск осложнения в работе месторождения.

Задача программного обеспечения (ПО) «Цифровое месторождение состоит в том, чтобы с помощью внедрения инновационных технологий повысить производительность труда, увеличить объем добычи нефти, при этом снизив ее себестоимость за счет оптимизации производственных процессов. Такой «цифровой двойник» месторождения позволяет работать с тем, что внутри – гидродинамической моделью пласта, и с тем, что снаружи – системой наземного оборудования. Можно видеть всю сеть коммуникации между скважинами, на каждой точке которых фиксируется давление [5].

В совокупности модели показывают весь процесс от залежи, подъема скважинной продукции, системы сбора до коммуникаций. Это дает возможность видеть и анализировать, как работает кластер, и понять, как действует система сбора нефти, что будет на выходе. Это, в свою очередь, позволяет решать ряд практических задач, к примеру, оценить потенциал залежи: сколько можно добыть, поднимать, транспортировать. Если, например, в заданных условиях диаметр трубопровода будет недостаточным, то соответственно программа предложит два варианта развития событий с технико-экономическим обоснованием, а специалисты выберут более оптимальный вариант.

Цифровая модель месторождения анализирует различные факторы, например, выяснение причин, из-за которых в течение определенного периода времени в залежи формировалась энергия, позволяющая извлекать пластовые флюиды на поверхность: расширение нефти, горной породы, связанной воды, выделение газа или притоки из других блоков. Построенные модели помогают оценить ситуацию по добыче, выявить проблемы со скважинами, подводными трубопроводами, сборными коллекторами и др. Структура ПО «Цифровое месторождение» показана на рис. 1.



Рис. 1. Структура программного обеспечения «Цифровое месторождение»

Fig. 1. Structure of the digital field

**Цель работы.** Повышение эффективности эксплуатации глубинно-насосного оборудования скважин за счет внедрения технологии кратковременно-периодической эксплуатации скважин на основе интеллектуальных моделей цифрового месторождения.

#### Структура и функциональные группы цифрового месторождения

Существует четыре функциональные группы ПО «Цифровое месторождение», общая характеристика которых отображена на рис. 2.

Интегрированное планирование (ИП) отвечает за прогнозирование добычи, оптимизацию консолидированного плана, формирование отчетности.

Автоматизированная система управления производством (АСУП) представляет собой визуализацию данных и контроль за работой фонда скважин, формированием отчетности разных видов.

Интегрированный анализ (ИА) включает анализ динамики параметров разработки месторождений, визуализацию данных, предоставление информации по изменению текущих показателей, анализ отклонений, автоматический подбор ГТМ и др.

Интегрированное моделирование (ИМ) занимается своевременной актуализацией интегрированной модели и прогнозированием добычи нефти.



Рис. 2. Функциональные группы программного обеспечения «Цифровое месторождение»

Fig. 2. Functional groups of the digital field

Рассмотрим подсистему исследуемого программного обеспечения – ИМ, которое состоит из пяти основных бизнес-процессов:

1. Виртуальный расходомер.
2. Актуализация интегрированной модели.
3. Подбор глубинно-насосного оборудования (ГНО).
4. Моделирование интегрированного плана.
5. Прогнозирование добычи (расчет «что если»).

Виртуальный расходомер осуществляет следующее:

- обогащение виртуальными замерами дебита подсистемы «Производственный учет»;
- оперативный контроль работы скважин;
- оценка корректности фактических замеров дебита и работы телеметрии;
- автоматическая адаптация моделей скважин.

Актуализация интегрированной модели подразумевает:

- уменьшение трудозатрат за счет автоматического обновления исторических данных в моделях-компонентах ИМ;
- снижение вероятности возникновения ошибок вследствие влияния человеческого фактора.

Подбор глубинно-насосного оборудования связан с автоматическим подбором и оптимизацией ГНО под целевые значения дебитов скважин.

Моделирование интегрированного плана включает:

- расчет прогноза на месяц/год по добыче и закачке по скважинам с учетом выполнения мероприятий интегрированного плана;
- автоматический подбор и оптимизация ГНО для скважин после выполнения запланированных ГТМ;
- прогноз изменения давлений в узлах-элементах системы.

Прогнозирование добычи нефти (расчет «что если») в условиях неопределенности основывается на результатах анализа добывающего оборудования.

Автоматизированная система управления производством (ТОРО) отвечает за ве-

дение оборудования и его структурных мест расположения в виде иерархической структуры, ведение классов оборудования и присвоение классам наборов технических и паспортных характеристик, связь оборудования с карточками основных средств, историю перемещения оборудования, ведение архива и др.

**Подбор режима работы глубинно-насосного оборудования.** Интеграция всех программ в одну систему позволила оптимизировать процессы по подбору глубинно-насосного оборудования. Для этого применяется подсистема ПО «Цифровое месторождение», а именно – бизнес-процесс по подбору ГНО. Следует отметить, что при кратковременно-периодической эксплуатации скважины (КПЭС) необходим точный подбор установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Неверный выбор может привести к недостаточной производительности установки, ее перегреву и соответственно – выходу из строя оборудования.

В основе этой программы лежит математическая модель «пласт – скважина – УЭЦН».

Программа ориентирована на решение широкого спектра задач, возникающих в технологии нефтедобычи, – таких как определение реального коэффициента продуктивности по данным эксплуатации, подбор УЭЦН для постоянной или периодической эксплуатации из имеющегося оборудования, выбор оптимального режима работы для подобранного оборудования, имитацию процесса вывода на режим.

Можно подчеркнуть, что исходные данные находятся в той же базе данных и это также влияет на скорость принятия решения.

По результатам расчетов предусмотрен выходной протокол, содержащий не только текстовую, но и любую графическую информацию на усмотрение пользователя. При необходимости все параметры по проточному тракту визуализируются. Таким образом, возможно трехмерное представление скважины с выделением цветом диапазонов с различным темпом набора кривизны или различных диаметров эксплуатационной колонны.

Бизнес-процесс по подбору ГНО содержит обновляемую через Интернет базу данных не только по насосам и двигателям, но также базу данных по газосепараторам, насосно-компрессорным трубам, обсадной колонне, кабелю. Все базы являются открытыми, т. е. пользователь сам может вносить в них изменения.

С использованием данного программного продукта были подобраны скважины и рассчитано подземное оборудование.

В отличие от обычной периодической эксплуатации при КПЭС используются насосы производительностью 80 м<sup>3</sup>/сут и более, что позволяет значительно сократить время откачки. Обязательным условием является наличие станции управления с частотным преобразователем, что позволяет регулировать давления УЭЦН путем изменения скорости вращения насоса и производительности УЭЦН – изменением соотношения времени откачки и времени накопления.

С помощью программного продукта было подобрано подземное оборудование исходя из вышеописанных критериев. В процессе выбора оборудования выявлено, что программный продукт не имеет возможности качественно произвести подбор периода эксплуатации оборудования. Определение оптимального рабочего периода эксплуатации оборудования (цикл «накопление – откачка») осуществляется только опытным путем. Оборудование при подборе периода эксплуатации оборудования работает в неоптимальном режиме – с частыми остановками по причине недогруза или срыва из-за наличия свободного газа на приеме насоса. Это не лучшим образом сказывается на ресурсе оборудования. В настоящий момент разработан временный алгоритм подбора оптимального периода эксплуатации, который заключается в выставлении ограничений по давлению на приеме насоса и загрузке электродвигателя

насоса по каждой скважине индивидуально и требует качественного анализа всего фонда скважин.

#### **Результаты внедрения технологии кратковременно-периодической эксплуатации скважин**

*Скважина № 96.* До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом 1ЭЦНДИ5-30-2050, спущенным на глубину 2549 м, в периодическом режиме с дебитом по жидкости 9,6 т/сут, продукция безводная, динамический уровень – 2040–2090 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы – 258 т.

После внедрения КПЭС среднесуточный дебит по нефти увеличился с 0,8 до 4 т.

*Скважина № 69.* Частота тока – 50 Гц. Пуск и остановка скважины производится по времени – 2 ч 45 мин откачки, 9 ч 15 мин – накопления. Динамический уровень – 1660 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 14,3 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 7,29 т/сут, обводненность – 40,6 %.

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-38, спущенным на глубину 2053 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 6,5 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 4,3 т/сут, обводненность – 22 %, динамический уровень – 1320 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы – 161 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 37 т.

*Скважина № 136.* Частота тока – 110 Гц, запуск и остановка скважины производится по давлению на приеме, динамический уровень – 2150 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 9,1 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 7,77 т/сут, обводненность – 10 %, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы составила 232 т.

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-32, спущенным на глубину 2302 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 3,6 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 3,1 т/сут, обводненность – 1–10 %, динамический уровень – 1600–1730 м.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 950 т.

*Скважина № 56.* Частота тока – 50 Гц, время откачки – 1,5 ч, время накопления – 10,5 ч, динамический уровень – 1810 м. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 7,6 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 6,55 т/сут, обводненность – 1–10 %.

До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-38, спущенным на глубину 1997 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 7,3 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 6,27 т/сут, обводненность – 1–10 %, динамический уровень – 1800 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы составила 183 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 52 т.

*Скважина № 20.* До внедрения технологии КПЭС скважина эксплуатировалась насосом НГВ-44, спущенным на глубину 1807 м, в постоянном режиме с дебитом по жидкости 10 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 8,4 т/сут, обводненность – 1–10 %, динамический уровень – 1600–1730 м, среднемесячная добыча нефти за последние три месяца работы – 264 т.

После перевода на технологию КПЭС дополнительная добыча составила 607 т.

**Заключение.** Таким образом, интеграция всех программ ПО «Цифровое месторождение» в одну систему ИМ позволила оптимизировать процессы по подбору глубинно-насосного оборудования в режиме кратковременно-периодической эксплуатации скважины с точным подбором установки электроцентробежного насоса. Это дало возможность повысить производительность установки и устранить такие негативные явления, как перегрев оборудования с последующим выходом его из строя.

Эффективность применения ПО «Цифровое месторождение» для поддержки принятия решений за счет внедрения геолого-технических мероприятий с начала 2024 г. отразилась на увеличении добычи нефти на 126 % от плановых объемов, добычи попутного нефтяного газа – на 102 %. Необходимо отметить, что введение технологии КПЭС по всем скважинам прошло успешно, везде получена дополнительная добыча нефти.

Применение подпрограммы ИМ ПО «Цифровое месторождение» по подбору глубинно-насосного оборудования показало, что выполнить подбор оборудования по технологии КПЭС возможно, однако выбор оптимального режима работы оборудования по циклу «наполнение – откачка» можно осуществить только опытным путем. Соответственно необходима разработка или доработка существующего программного алгоритма, который позволит качественно подбирать не только глубинно-насосное оборудование, но и оптимальный режим работы данного оборудования.

### Литература

1. Серебренников, А. В. Эксплуатация механизированного фонда скважин в осложненных условиях / А. В. Серебренников // Деловой журн. *Neftegaz.RU*. – 2017. – № 7. – С. 86–97.
2. Бетелин, В. Б. «Цифровое месторождение» – путь к трудноизвлекаемым запасам углеводородов / В. Б. Бетелин // Инновации. – 2014. – № 1 (183). – С. 37–38.
3. Коровин, Я. С. Программно-аппаратная платформа построения системы цифрового месторождения / Я. С. Коровин, М. Г. Ткаченко // Нефтяное хоз-во. – 2017. – № 1. – С. 84.
4. Ilyushin, P. Yu. Development of a Digital Well Management System / P. Yu. Ilyushin, K. A. Vyatkin, A. V. Kozlov // *Applied System Innovation*. – 2023. – Vol. 6, N 1. – P. 31.
5. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников / Д. С. Архипов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 1. – С. 42–50.

### Referens

1. Serebrennikov A. V., Petrikevich P. A., Torop O. V., Frolov V. V. Operation of mechanized well stock in complicated conditions. *Delovoi zhurnal «Neftegaz.RU» = Business magazine Neftegaz.RU*, 2017, no. 7, pp. 86–97 (in Russian).
2. Betelin V. B. "Digital Field" – the way to hard-to-recover hydrocarbon reserves. *Innovatsii = Innovations*, 2014, no. 1 (183), pp. 37–38 (in Russian).
3. Korovin Ya. S., Tkachenko M. G. Software and hardware platform for building a digital field system. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2017, no. 1, p. 84 (in Russian).
4. Yurievich P. I., Andreevich K. V., Vadimovich A. K. Development of a Digital Well Management System. *Applied System Innovation*, 2023, vol. 6, no. 1, p. 31.
5. Arkhipov D. S., Latypov B. M., Silnov D. V., Enikeev R. M., Penzin A. V., Valiakhmetova L. V. Ways to improve energy efficiency of electric centrifugal pump units for oil production using digital twins. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*, 2021, vol. 19, no. 1, pp. 42–50 (in Russian).

**Информация об авторах**

*Фролов Василий Викторович* – первый заместитель начальника – главный инженер. НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Ленина, 43, 247500, Речица, Гомельская область, Республика Беларусь). E-mail: V.Frolov@beloil.by

*Серебренников Антон Валерьевич* – кандидат технических наук, главный инженер – заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: A.Serebrennikov@beloil.by

*Невзорова Алла Брониславовна* – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазозаработка и гидропневмоавтоматика». Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого» (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: anevzorova@gstu.by

**Information about the authors**

*Frolov Vasily Viktorovich* – first deputy head – chief engineer. NGDU “Rechitsanef” RUE “Production Association “Belorusneft” (43, Lenin Str., 247500, Rechitsa, Gomel region, Republic of Belarus). E-mail: V.Frolov@beloil.by

*Serebrennikov Anton Valerievich* – candidate of technical sciences, chief engineer – deputy general director. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: Serebrennikov@beloil.by

*Nevzorova Alla Bronislavovna* – DSc (Engineering), professor, head of the Department of Oil and Gas Development and Hydropneumoautomatics. Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: anevzorova@gstu.by

*Поступила в редакцию 16.01.2024*