

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.106-119>

EDN TJECJD

УДК 622.276.43

Автоматизация и контроль учета закачки жидкости как элемент управления разработкой месторождения

^{1,2}Хисанов Р.М., ^{1,2}Кирейцев М.С., ^{1,3,4}Фаттахов И.Г., ⁴Гарифуллина З.А.

¹ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,

Альметьевск, Россия

²Центр моделирования ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

³ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

⁴ИНГ ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет,

Октябрьский, Россия

Automation and control of injection accounting as an element of digital technologies

^{1,2}R.M. Khisanov, ^{1,2}M.S. Kireycev, ^{1,3,4}I.G. Fattakhov, ⁴Z.A. Garifullina

¹Almetyvsk State Petroleum Institute, Almetievsk, Russia

²Modeling Center of PJSC TATNEFT, Almetievsk, Russia

³PJSC TATNEFT, Almetievsk, Russia

⁴ING FSBEI VO Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

E-mail: khisanovrm@tatneft.ru

Аннотация. В данной статье предлагается рассмотреть опыт ПАО «Татнефть» по внедрению автоматизированных средств по контролю за закачкой воды в рамках создания интегрированной модели (далее ИМ) нефтяного месторождения N, объединяющей модели пласта с моделями скважин и поверхностных сетей. Имеющиеся инструменты учета жидкости и замера давлений на моделируемых объектах оказались недостаточными с точки зрения адаптации показателей добычи, закачки и замеренных давлений при проведении расчётов на ИМ. Поэтому было принято решение параллельно начать вы-

полнение проекта по цифровизации месторождения, начав с системы поддержания пластового давления (далее ППД). Имеющиеся наработки по анализу исходной информации в рамках интегрированного моделирования были использованы для определения ключевых точек установки расходомеров НОТА-В на наземной сети ППД. По итогам проведения программы по цифровизации месторождения, была создана платформа с базой данных по месторождению N, поступающих с новых счётчиков и позволяющая в режиме реального времени отслеживать состояние фонда скважин, повышая точность данных и скорость реагирования на возникающие инциденты.

На основании использования новой, дополнительной информации по закачке были проведены сравнительные расчёты на интегрированной модели, показывающие степень увеличения точности расчётов и планирования проектных мероприятий в целом. Наиболее значимой стало более достоверное распределение закачиваемой воды по нагнетательным скважинам и получение одномоментной информации в режиме реального времени.

***Ключевые слова:** автоматизация, поддержание пластового давления, учет закачки жидкости, цифровые технологии, геолого-гидродинамическая модель, интегрированная модель месторождения, счетчики замера жидкости, Центр моделирования, АС-ДКУ*

Для цитирования: Хисанов Р.М., Кирейцев М.С., Фаттахов И.Г., Гарифуллина З.А. Автоматизация и контроль учета добычи и закачки жидкости как элемент цифровых технологий // Нефтяная провинция.-2023.-№3(35).-С. 106-119. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.106-119>. - EDN TJECJD

Abstract. This article considers the experience of public joint-stock company TAT-NEFT in the implementation of automated injection water control tools as part of the creation of an integrated model (hereinafter IM) of the oil field N, that combining reservoir model with well`s models of surface net. The available tools for fluid accounting and pressure measurement at the simulated objects were insufficient in terms of adaptation the production, injection and pressure on IM. Therefore, it was decided to start the implementation of the field digitalization project in parallel, starting with a reservoir pressure maintenance system (hereinafter referred to as RPM). The available developments in the analysis of initial information needed in IM were used to determine the points of installation for the NOTA-V flowmeters on RPM network. As a result of the field digitalization program, a platform was created with N field`s database, which automatically updates from new meters and allowing real-time monitoring the state of the well stock, thus increasing data accuracy and speed of response to emerging incidents.

Based on the new information, comparative calculations were performed by IM, showed the increase in the accuracy of calculations and project management. The most significant was the reliable distribution of injected water among injection wells and getting one-time information in real time.

Key words: *automation, maintaining reservoir pressure, fluid injection metering, digital technologies, geological and dynamic model, integrated field model, flow meters, Modeling Center, ASDKU*

For citation: R.M. Hisanov, M.S. Kireyev, I.G. Fattakhov, Z.A. Garifullina Avtomatizatsiya i kontrol' ucheta dobychi i zakachki zhidkosti kak element tsifrovyykh tekhnologiy [Automation and control of fluid production and injection accounting as an element of digital technologies]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(35), 2023. pp. 106-119. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.106-119>. EDN TJECJD (in Russian)

На сегодняшний день применение цифровых инструментов при разработке месторождений, таких как геолого-гидродинамическое моделирование, моделирование процессов подъема жидкости и течения ее в трубопроводах не может быть эффективно использовано без получения достоверной исходной информации о количестве добываемой и закачиваемой жидкости в каждом его элементе: пласт, скважина, куст скважин, трубопроводы, более крупные узлы учета, вплоть до месторождения в целом [1-4].

Для многих объектов разработки основным инструментом контроля объемов потока жидкости с добывающих скважины являются групповые замерные установки, а также единичные индивидуальные счетчики. Однако реалии сегодняшних процессов цифровизации требуют большего, а именно комплексный подход к учету, включающий контроль получаемых параметров в автоматическом режиме [5-7].

В компании ПАО «Татнефть» реализуются проекты по созданию интегрированных моделей, включающих модели нефтяного пласта, скважин и поверхностного обустройства. Важным является достоверность данных при построении и адаптации как геолого-гидродинамических моделей, так и интегрированных. При проведении адаптации геолого-гидродинамической модели не всегда удастся увидеть точность данных по закачке воды в скважину, поэтому имеющиеся инструменты учета жидкости и давлений на моделируемых объектах требуют более высокой достоверности замеров. При адаптации интегрированных моделей необходимо увязывать как объемы за-

качки в скважину, так и давления по системе трубопроводов и их пропускную способность – на этом этапе должны стыковаться все данные. А это в свою очередь является аргументом в необходимости дооснащения участков системы поддержания пластового давления (ППД) дополнительными приборами учета, их автоматизацию.

Так, при реализации пилотного проекта по созданию первой интегрированной модели нефтяного месторождения N в программном продукте tНавигатор, включающую более 200 добывающих и нагнетательных скважин, специалисты Центра моделирования компании ПАО «Татнефть» столкнулись с трудностями при адаптации показателей добычи, закачки и замеренных давлений по этим объектам. В связи с чем, уже на стадии реализации проекта, было принято решение увеличить степень цифровизации моделируемого объекта путём реализации программы цифровизации самого месторождения. В первую очередь рассмотрена система ППД. Программа включала оснащение контрольно-измерительными приборами и средствами связи для подключения к цифровой платформе контроля и управления режимами работы нагнетательного фонда скважин собственного производства [8-10].

При реализации программы проведен комплексный аудит месторождения, одновременно проверены все системы измерений и учета. Полученная информация помогла выявить слабые стороны системы учета закачки воды на месторождении:

1. Отсутствие единовременного замера, необходимого для адаптации интегрированной модели;
2. Использование автоматической системы формирования месячных объемов закачки на основании информации со счётчиков водоводов не всегда корректно распределяет закачку, требуется ручная корректировка;

3. Расхождения в замерах одного и того же участка различными счётчиками: фактически установленный, накладной расходомер, счётчик НОТА-В.

В результате подготовлена и реализована комплексная программа дооснащения приборами учета и контроля на всей системе ППД месторождения N, при этом имеющиеся средства учета были оптимизированы (заменены, переставлены) с учетом текущей производительности скважин: старые расходомеры заменены на расходомеры НОТА-В в количестве 27 единиц, дополнительно установлено 43 расходомера, перемещены с учетом производительности – 13 единиц. (Рис. 1).

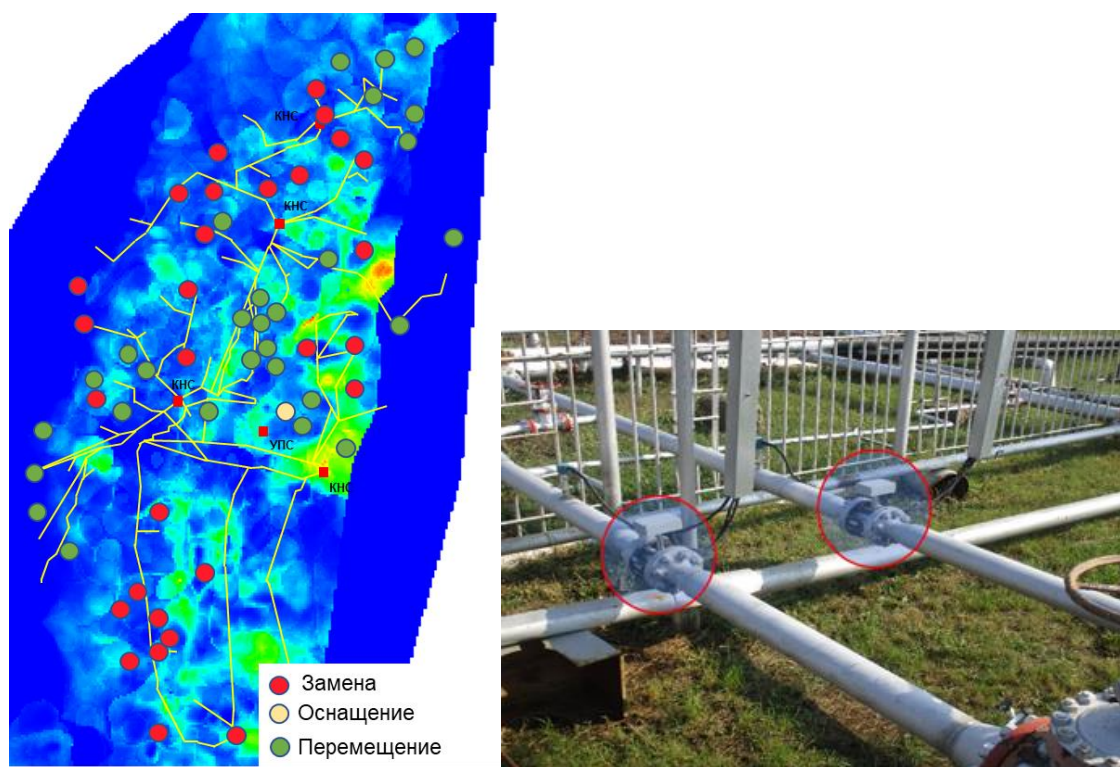


Рис. 1. Схема дооснащения и замены счетчиков системы ППД месторождения N (слева) (зеленым показаны участки дооснащения новыми приборами, красным - замена типоразмера) и фотография установленных счетчиков (справа)

Следующим шагом автоматизации месторождения N стало создание автоматизированной системы дистанционного контроля и управления (далее АСДКУ). АСДКУ представляет из себя программно-технический комплекс, созданный для повышения эффективности оперативного управления

нефтедобычей за счёт применения распределённой инфраструктуры, состоящей из «умных» датчиков, измерительных приборов, исполнительных устройств, входящих в состав АСДКУ, а также технологии «интернета вещей» и искусственного интеллекта [11, 12]. Блочная схема структуры АСДКУ представлена на Рис. 2.

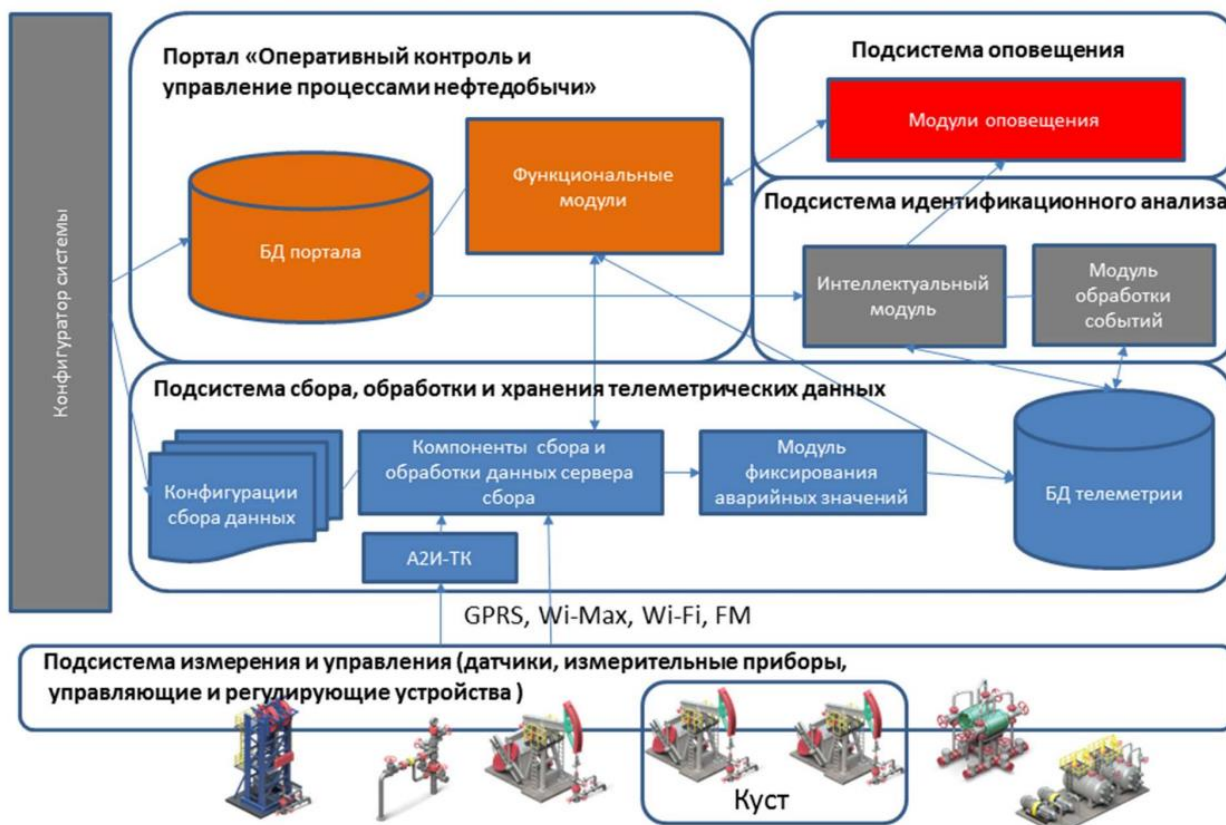


Рис. 2. Блочная схема структуры АСДКУ

В АСДКУ интегрированы потоки данных, поступающие с объектов ППД нефтяного месторождения N. В результате выполненной автоматизации системы ППД мы получаем в режиме реального времени точную информацию по объемам закачки воды по всем нагнетательным скважинам месторождения N. Благодаря внедрению АСДКУ в каждый момент времени нам известно направление движения потоков воды, в том числе изливы и перетоки между нагнетательными скважинами в пределах одного водовода (Рис.3).

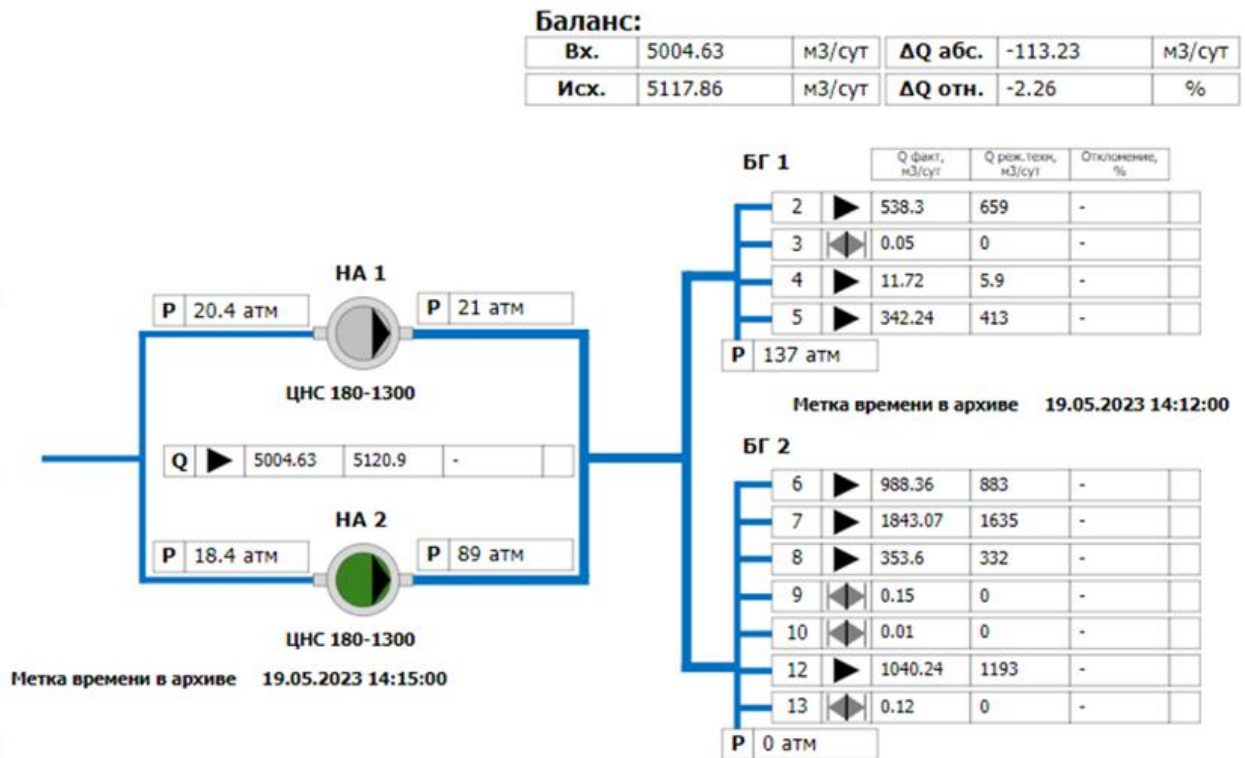


Рис. 3. Визуализация получаемой информации от АСДКУ

АСДКУ позволяет быстро выявлять технологические отклонения в режиме закачки (расход, давление) и возможные потери, так как уменьшается время информирования персонала, обслуживающего систему ППД. Выполняется контроль за временем реагирования и устранением возникших инцидентов (Рис.4).

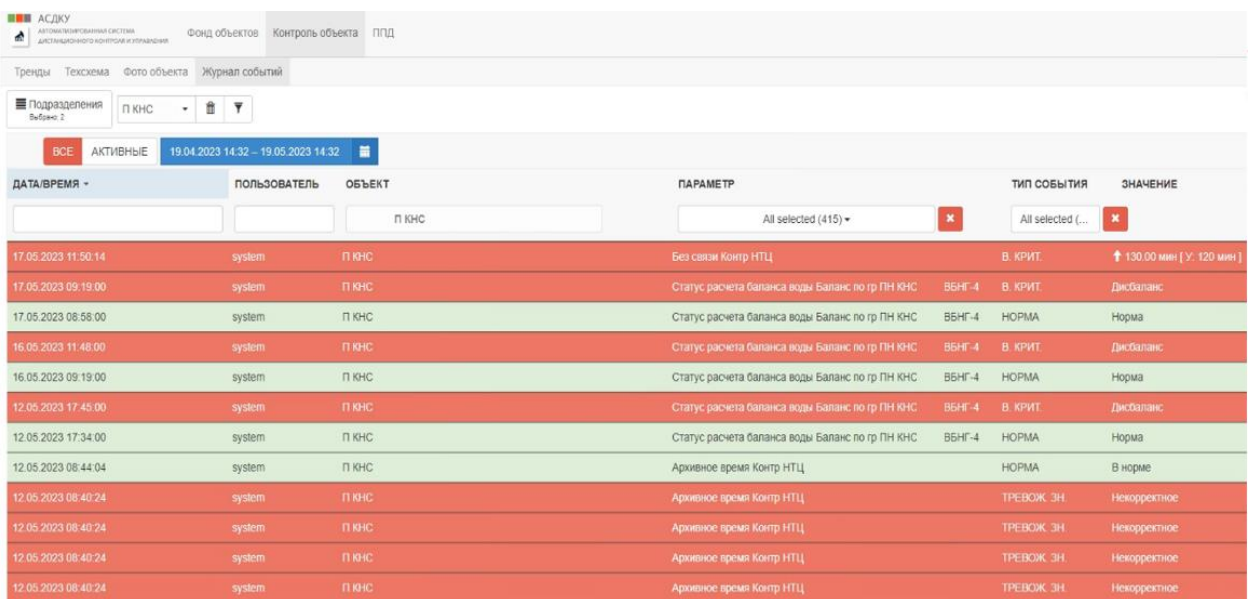


Рис. 4. Отображение инцидента на платформе АСДКУ

Проделанная работа по автоматизации системы ППД потребовала оценить насколько существенно отличается закачка и изменяются расчеты на прогнозы интегрированной модели. Выполнено сопоставление расчетов на интегрированной модели с данными до и после оснащения новыми приборами учета и контроля.

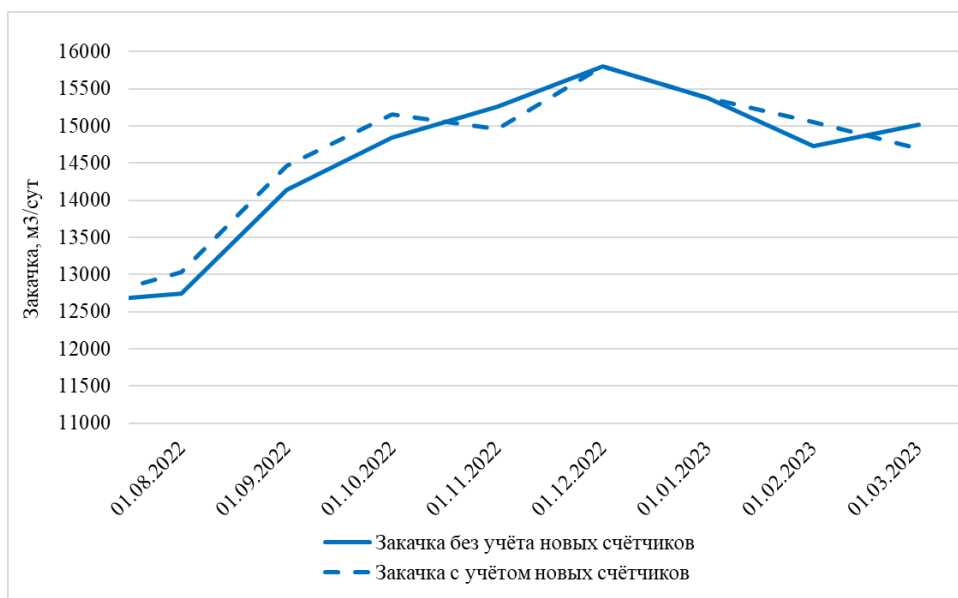


Рис. 5. Сравнение результатов расчётов

Из рис. 5 видим, что в целом по месторождению результаты близки, расхождение до 3%. Однако стоит отметить, что само распределение закачки по скважинам и участкам изменилось. На рис. 6 показано распределение закачиваемой воды по скважинам в рамках одной кустовой насосной станции. Уточнение данных по объему закачиваемой воды в скважины потребовало скорректировать режимы закачки воды. По расчетам на интегрированной модели добыча нефти по месторождению увеличилась до 10 т/сут или на 2% по сравнению с рассчитанной до пересмотра режима (Рис.7). Дополнительная добыча нефти по расчету составила 1125 тонн, что окупает стоимость установки приборов учета.



Рис. 6. Схема распределения закачиваемой воды в рамках одной КНС

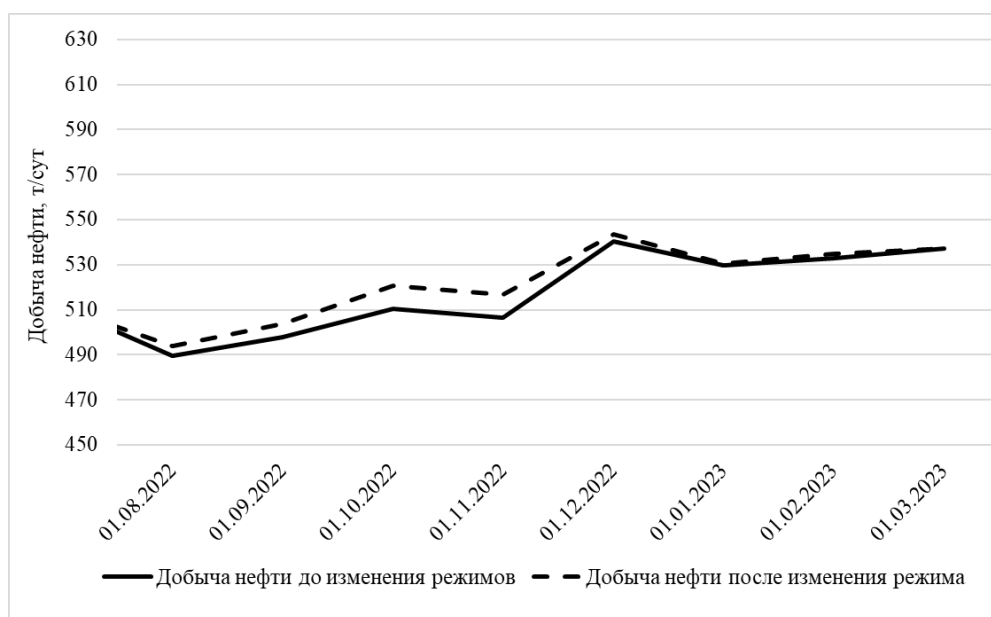


Рис. 7. Изменение добычи нефти после оптимизации режимов закачки

Таким образом, уточненная информация по закачке воды показала правильность принятого решения о необходимости дооснащения приборами учета и автоматизации системы ППД.

Следующим шагом развития направления является автоматизация учета на добывающем фонде скважин [13]. Необходимо знать не только объем добываемой жидкости, но и ее составляющие: нефть, вода, газ. Существующие расходомеры, основанные на ультразвуке, имеют ограничения – должно быть низкое (до 5%) или полное отсутствие газовой составляющей в потоке жидкости. При появлении газа они выдают большую погрешность. Однако, все скважины, добывающую нефть содержат попутный газ.

Имеющиеся на рынке счетчики количества жидкости работают при наличии попутного газа, но не определяют количественное содержание нефти и воды. На сегодня организовать экономически оправданный и точный автоматический учет по каждой добывающей скважине пока не удастся. Работы в этом направлении ведутся.

Подводя итоги выполненных работ, становится ясным, что автоматизация и контроль учета добычи и закачки жидкости является важным элементом в цифровых технологиях нефтедобычи. Точность получаемой информации напрямую отражается на результатах расчетов цифровых моделей, следовательно, и на верности принимаемых решений при разработке нефтяных месторождений.

Выводы

1. Автоматизация учета закачки позволила:
 - увеличить достоверность учета закачиваемой воды;
 - уточнить прогнозные расчеты на ИМ на 3%;
 - выявлять скважины и насосные агрегаты с проблемами эксплуатации;
 - повысить скорость реагирования на возникающие при разработке инциденты.
2. Выполненная работа позволяет получить дополнительную нефть за счет корректировки режимов закачки, сократить затраты на обслуживание

фонда, сняты вопросы по нестыковке данных закачки и данных замеров пластовых давлений.

3. Для дальнейшего улучшения процесса контроля и регулирования разработки месторождения N необходимо решить задачу учета добываемой нефти, попутной воды и газа в режиме реального времени.
4. Автоматизация учета добычи и закачки жидкости должна являться неотъемлемой частью цифровизации в процессах разработки месторождений нефти.

Список литературы

1. Д.В. Осипов. Контрольно-измерительные приборы и автоматизации технологического процесса на скважине, виды, принцип действия, назначения. - Инновации. Наука. Образование 28.2021. – 1017-1020.
2. Planning field development using optimization algorithms SEMANOV A., SEMANOVA A., FATТАКHOV I., IANGIROV F., KAREEVA JU. Proceedings of STCCE International Scientific Conference on Socio-Technical Construction and Civil Engineering 2022: Lecture Notes in Civil Engineering. Том 291. Switzerland, 2022 311-320
3. Синицына Т.И., Горбунов А.Н. Автоматизация процессов ранжирования скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий на красноленинском НГКМ ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти Том: 6 Номер: 4. 2021. 116-122.
4. Фаттахов И.Г., Хисанов Р.М., Грезина О.А., Гарифуллина З.А. Встраивание в производственный процесс модели управления разработкой нефтяных и газовых месторождений на основе геолого-гидродинамической модели. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 7 (367). 2022. 48-52
5. Кравцов А.С., Седельникова В.А., Чижов К.А., Князева А.Э., Волков И.В. Автоматизация технологических процессов в нефтегазовом производстве Московский экономический журнал Номер: 9 Год: 2021. 64.
6. Фаттахов И.Г., Семанов А.С., Семанова А.И., Гарифуллина З.А. Оптимальная стратегия заводнения на объектах нижнего карбона Нефтепромысловое дело 7 (643). 2022. 5-12
7. Боркова Е.А. Цифровизация, автоматизация и интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой промышленности. Техничко-технологические проблемы сервиса. Номер: 4 (58). 2021. 52-56
8. Р.С. Хисамов, Р.А. Габдрахманов, А.П. Беспалов, В.В. Зубарев, В.В. Самойлов, Д.Ю. Свильпов. Создание «Интернета вещей» в нефтедобыче. – Нефтяное хозяйство: 10.2017 – 120-124 с.
9. Фаттахов И.Г., Семанов А.С., Семанова А.И., Степанова Р.Р., Галиуллина И.Ф. Перспективы внедрения горизонтальных скважин на месторождениях со сложным геологическим строением. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 3 (363). 2022. 46-53
10. Мухаметдинова С.Г., Коршунов А.И., Вахрушева Н.О. Автоматизация нефтегазодобывающих скважин на цифровом месторождении. Нефть. Газ. Новации. Номер: 11 (264). 2022. 50-55

11. ООО НТЦ «АВТОМАТИЗАЦИЯ, ИЗМЕРЕНИЯ, ИНЖИНИРИНГ», АСДКУ, Техническое описание системы, Альметьевск, 2017.4
12. Р.С. Хисамов Р.А., Габдрахманов, А.П. Беспалов, В.В. Зубарев, В.В. Самойлов, Д.Ю. Свилюпов. Создание «Интернета вещей» в нефтедобыче. – Нефтяное хозяйство: 10.2017 – 120-124 с.
13. Способ разработки нефтяного месторождения Кадыров Р.Р., Фаттахов И.Г., Губайдулин Ф.Р., Фаттахов Р.Б., Хасанова Д.К. Патент на изобретение RU 2530948 С1, 20.10.2014. Заявка № 2013139121/03 от 21.08.2013.

References

1. Osipov D.V. Kontrolno-izmeritelnye pribory i avtomatizacii tekhnologicheskogo processa na skvazhine, vidy, princip dejstviya, naznacheniya. [Instrumentation and automation equipment for oil wells: types, operating principle, application]. Innovacii. Nauka. Obrazovanie (Innovations. Science. Education). 2021, No.28, pp.1017-1020 (in Russian)
2. Semanov A., Semanova A., Fattakhov I., Iangirov F., Kareeva JU. Planning field development using optimization algorithms. Proceedings of STCCE International Scientific Conference on Socio-Technical Construction and Civil Engineering 2022: Lecture Notes in Civil Engineering. Том 291. Switzerland, 2022311-320
3. Sinitsyna T.I., Gorbunov A.N. Automation of workover candidate ranking processes at Krasnoleninskoye oil and gas condensate field. Professionalno o Nefti [Competently about Oil]. 2021, Vol.6, No.4, pp. 116-122 (in Russian)
4. Fattakhov I.G., Khisanov R.M., Grezina O.A., Garifullina Z.A. Incorporation of the management model, used for the development of oil and gas fields and based on the geological-hydrodynamic model, into the production process. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanyh i Gazovyh Mestorozhdenij [Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields]. 2022, No. 7 (367), pp. 48-52 (in Russian)
5. Kravtsov A.S., Sedelnikova V.A., Chizhov K.A., Knyazeva A.E., Volkov I.V. Avtomatizaciya tekhnologicheskikh processov v neftegazovom proizvodstve [Process automation in oil and gas production]. Moskovskij Ekonomicheskij Zhurnal [Moscow Economic Journal]. 2021, No.9 (in Russian)
6. Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semanova A.I., Garifullina Z.A. Water-flooding optimal strategy at Low Carboniferous deposit. Neftepromyslovoe Delo [Petroleum Engineering]. 2022, No.7 (643), pp. 5-12 (in Russian)
7. Borkova E.A. Cifrovizaciya, avtomatizaciya i intellektualnyj analiz dannyh v neftegazovoj promyshlennosti [Digitization, automation, and database mining in oil-and-gas industry]. Tekhniko-tekhnologicheskie problemy servisa [Design and Engineering Service Issues]. 2021, No. 4(58), pp.52-56 (in Russian)
8. Khisamov R.S., Gabdrakhmanov R.A., Bepalov A.P., Zubarev V.V., Samoilov V.V., Svilpov D.Yu. Creation of the “Internet of things” in crude oil production. Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]. 2017, No. 10, pp. 120-124 (in Russian)
9. Fattakhov I.G., Semanov A.S., Semanova A.I., Stepanova R.R., Galiullina I.F. Prospects for horizontal wells construction in the fields with a complex geological structure. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanyh i Gazovyh Mestorozhdenij [Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields]. 2022, No.3 (363), pp.46-53 (in Russian)
10. Mukhametdinova S.G., Korshunov A.I., Vakhrusheva N.O. Automation of oil and gas production wells in a digital field. Neft, Gaz, Novacii [Oil, Gas, Innovations]. 2022, No.11(264), pp. 50-55 (in Russian)
11. Automation, Instrumentation, Engineering NTC. Tekhnicheskoe opisanie sistemy [System technical specification]. Almetьевsk, 2017, 4. (in Russian)

12. Kadyrov R.R., Fattakhov I.G., Gubaidullin F.R., Fattakhov R.B., Khasanova D.K. Sposob razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya [Oil recovery method]. Patent for Invention RU 2530948 C1, 20.10.2014. Appl. No. 2013139121/03 as of 21.08.2013 (in Russian)

Сведения об авторах

Хисанов Ринат Мирзаганович, аспирант ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», начальник отдела внешних проектов Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: khisanovrm@tatneft.ru

Кирейцев Максим Сергеевич, аспирант ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», заведующий сектором гидродинамического моделирования отдела внешних проектов Центра моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: kireycevms@tatneft.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском
Россия, 452614, Октябрьский, ул. Чапаева, 19
Начальник отдела организации работ по ПНП ПАО Татнефть. Россия 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Гарифуллина Зульфия Асгатовна, кандидат экономических наук, доцент кафедры Гуманитарных и социально-экономических наук, Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском
Россия, 452614, Октябрьский, ул. Чапаева, 19
E-mail: gza96@ya.ru

Authors

R.M. Khisanov, PhD Candidate, Almeteyevsk State Petroleum Institute, Head of Foreign Projects Department, Center of Technological Development, PJSC TATNEFT
88, Telman st., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: khisanovrm@tatneft.ru

M.S. Kireitsev, PhD Candidate, Almeteyevsk State Petroleum Institute, Head of Flow Simulation Sector, Center of Technological Development, PJSC TATNEFT
88, Telman st., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: kireycevms@tatneft.ru

I.G. Fattakhov, Dr.Sc (Engineering), Professor, Oil and Gas Field Exploration and Development, Institute of Oil and Gas Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky
19, Chapayev st., Oktyabrsky, 452614, Russian Federation
Head of IOR/EOR Department, PJSC TATNEFT

75, Lenin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Z.A. Garifullina, PhD (Economics), Senior lecturer in Humanities and Social Economics, Institute of Oil and Gas Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky
19, Chapaev st., Oktyabrsky, 452614, Russian Federation
E-mail: gza96@ya.ru

Статья поступила в редакцию 14.08.2023

Принята к публикации 22.09.2023

Опубликована 30.09.2023