



Ю.А. Нишкевич  
ООО «КанБайкал»  
генеральный директор  
Arkhivarius@canbaikal.ru



Д.А. Рябец  
ООО «КанБайкал»  
заместитель генерального  
директора – главный геолог  
Arkhivarius@canbaikal.ru



Л.С. Бриллиант  
канд. техн. наук  
академик РАН,  
член ЦКР-УВС Роснедра  
ООО «Тюменский институт нефти и газа»<sup>2</sup>  
генеральный директор  
Ting@togi.ru



А.С. Завьялов  
ООО «Тюменский институт нефти  
и газа»<sup>2</sup>  
исполнительный директор  
ZavialovAS@togi.ru



Е.А. Симаков  
ООО «Тюменский институт нефти  
и газа»<sup>2</sup>  
заведующий лабораторией  
Simakov@togi.ru

# Опыт организации роботизированных систем управления заводнением в алгоритмах искусственного интеллекта при оптимизации разработки высокообводненных залежей

<sup>1</sup>Россия, 628301, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Нефтеюганск, ул. Киевская, 2.

<sup>2</sup>Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64, «Сити-Центр», этажи 10–11.

*Современные тенденции развития мировой нефтяной отрасли в целом, и российской в частности, все больше тяготеют к процессам управления добычей посредством регулирования режимов эксплуатации нагнетательных скважин. При этом основной задачей промысла становится обеспечение оптимальных режимов работы нагнетательных скважин и своевременное реагирование на нештатные ситуации, непосредственно влияющие на показатели эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин. Необходимость выполнения промысловых задач формирует наиболее перспективные векторы развития – автоматизацию и роботизацию производственных процессов, обеспечивающих достижение оптимальных режимов эксплуатации нагнетательных скважин*

**Ключевые слова:** автоматизация; цифровое месторождение; нейронные сети; нагнетательная скважина; добыча нефти и газа; Западно-Малобалыкское месторождение

**За** последние пять лет наблюдается значительное ухудшение структуры добычи нефти, все больший вклад в добычу Российской Федерации вносят месторождения нефти с высокой выработкой запасов, в 2020 г. доля добычи таких месторождений достигла 30% или 159 млн т [1]. Работа с такими месторождениями, ввиду неуклонного снижения рентабельности производства вследствие роста объемов попутнодобываемой воды и объемов закачки, требует особого внимания к определению оптимальных (наиболее рентабельных) режимов эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин. На передний план выходят задачи, связанные с необходимостью снижения себестоимости добычи нефти. Традиционно для решения таких задач прибегают к остановке наиболее обводненного и при этом наименее рентабельного фонда скважин, а также к пропорциональному сокращению объемов закачиваемой воды, что впоследствии приводит к неизменной трансформации объекта разработки в отдельно стоящие и изолированные друг от друга участки. Фрагментированность системы разработки все больше и больше оказывает давление на инфраструктуру поверхностного обустройства, в меньшей степени соответствующая рациональным условиям извлечения нефти из недр.

Обозначенные задачи повышения рентабельности разработки, связанные с эффективной разработкой «зрелых» месторождений, ассоциируется, в первую очередь, с необходимостью решения оптимизационной задачи по распределению наилучшим образом (с экономической точки зрения) доступных ресурсов промысла – отборов жидкости и объемов закачиваемой воды. Управление разработкой такого рода ставит перед собой цель поддержание уровней добычи нефти за счет снижения обводненности продукции скважин и сокращения объемов непроизводительной закачки воды, избегая при этом массовой остановки фонда скважин. Это в полной мере соотносится с общими закономерностями развития, в котором интеллектуальные решения в парадигме «цифрового месторождения» становятся центрами новых компетенций на производстве.

Сложная экосистема нефтяного промысла и устаревшие ключевые активы замедляют процесс цифровой эволюции сегментов управления разработкой месторождений и добычи нефти. За последние десятилетия нефтяные компании аккумулировали значительные объемы различной информации промыслового характера, в том числе и эксплуатационные характеристики фонда скважин, что является базисом разви-

тия современных технологий, связанных с обработкой и анализом больших массивов данных с применением технологий искусственных нейронных сетей.

Несмотря на наличие всеобъемлющих цифровых данных, неавтоматизированными остаются нетривиальные задачи, которые сложно четко сформулировать и формализовать. К таким, например, относится логика формирования технологических режимов закачки воды и добычи жидкости из скважин. На практике можно столкнуться с обтекаемыми формулировками, которые очень уклончивы в определении цели, инструментов и ожидаемых результатов. При этом следует отметить, что технологический режим является краеугольным камнем разработки «зрелых» месторождений и, по сути, формирует краткосрочный план извлечения остаточных запасов нефти.

Соответственно представлению авторов, процесс формирования технологических режимов нагнетательных скважин не может носить спорадический, стихийный характер, а должен быть основан на понимании процессов взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин. Технологический режим должен формироваться исходя из цели обеспечения наиболее оптимальных (с точки зрения экономики) показателей производства, это касается не только суммарного объема закачиваемой воды в пласт и его распределения по нагнетательным скважинам, но и показателей отбора жидкости [2]. В основе процесса формирования технологического режима должна находиться система, способная анализировать большие массивы накопленной промысловой информации, а также способная генерировать на её основе оптимальные режимы эксплуатации скважин, обеспечивающие максимизацию целевого показателя, в частности рентабельности производства. Анализ исходной информации и как следствие – расчет оптимальных режимов эксплуатации нагнетательных скважин – должен основываться на идентификации «отраженных событий» взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин с последующей целью тиражирования «благоприятных» событий связанным со снижением обводненности и «купированию» негативного влияния, следствием которого является увеличение содержания воды в продукции скважин.

Вариацией такой системы, основной целью которой является оперативное планирование режимов эксплуатации скважин, отвечающих целям и задачам производства, может являться прокси-модель, основанная на алгоритмах искусственных нейронных сетей и заточенная на поиск «благоприятных» с точки зрения сниже-

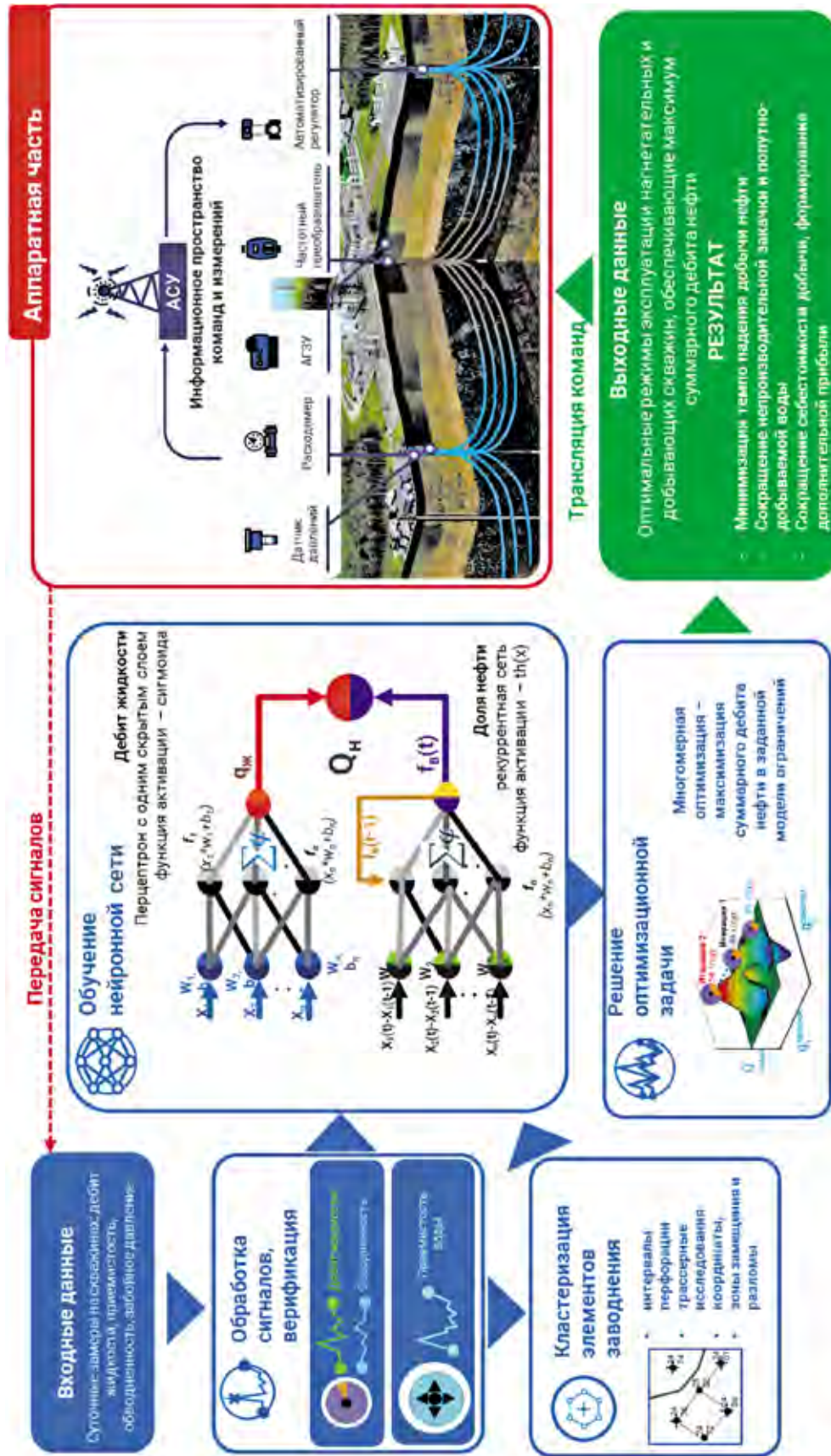


Рис. 1. Принципиальная схема технологии управления добычей на основе искусственных нейронных сетей

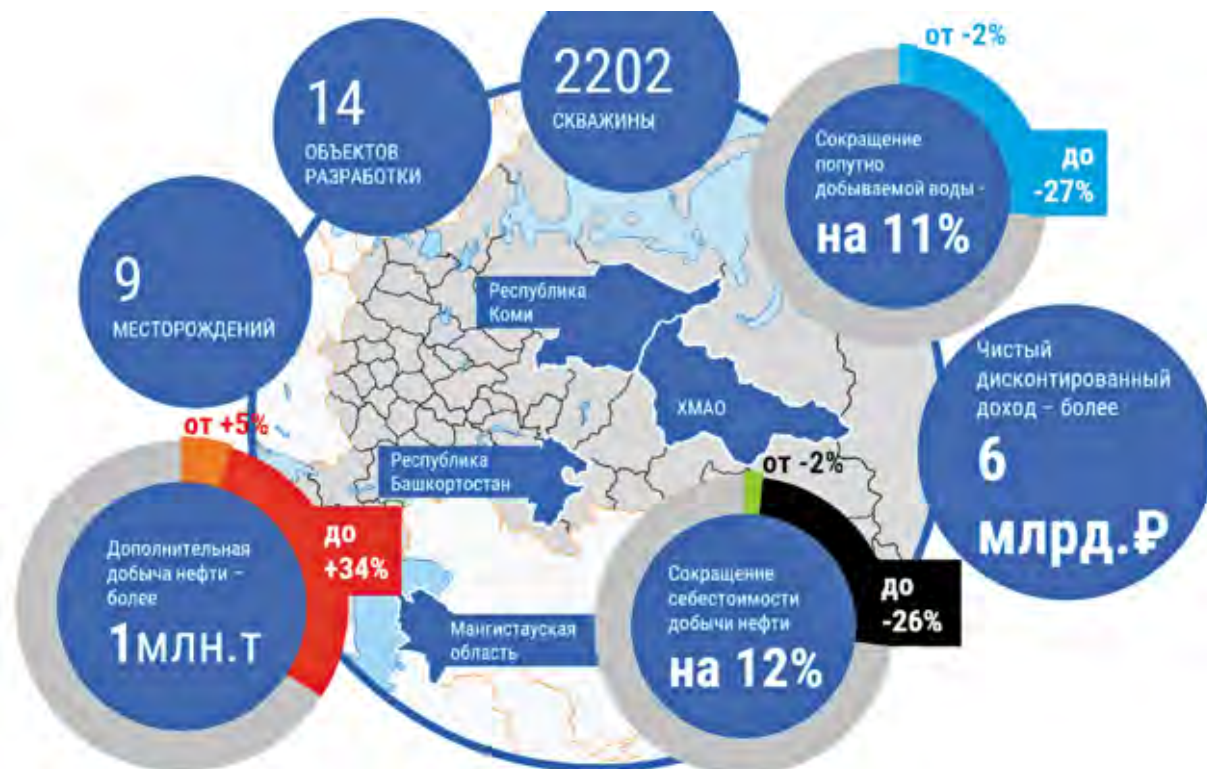


Рис. 2. Результаты промышленного внедрения технологии управления добычей на основе искусственных нейронных сетей

ния обводненности событий, связанных с перераспределением объемов закачиваемой воды в пласт. ООО «ТИНГ», начиная с 2014 г., развивает соответствующие технологии нейросетевой оптимизации с применением искусственных нейронных сетей. На текущий момент получен положительный опыт применения технологий машинного обучения в процессах оперативного планирования режимов эксплуатации скважин на месторождениях Коми, Башкирии и Западной Сибири с общим фондом скважин, превышающим 2000 единиц [4, 5].

Промышленная апробация технологии нейросетевой оптимизации доказала возможность снижения обводненности продукции скважин и стабилизации добычи нефти. Так, показатели по сокращению попутно добываемой воды достигли 27%, по приросту добычи нефти – от 5 до 34%, по сокращению себестоимости добычи нефти: – от 2 до 26% [9]. По совокупности проектов суммарная дополнительная добыча нефти превысила один млн т (рис. 2). Общая эффективность проектов в таких случаях определяется оснащенностью промысла средствами управления и инструментарием оперативного реагирования на возмущения в системе поверхностного обустройства с целью скорейшего восстановления оптимальных норм отбора жидкости и закачки воды в скважинах.

Контур технологии и авторских решений зарегистрированы в Роспатенте – свидетельства № 2614338, 565313, 2715593 – и многократно публиковался в различных изданиях [6, 7, 8].

В качестве исходной информации, на основе которой формируется обучающая выборка для обучения нейронной сети, служат первичные инструментальные и лабораторные измерения: суточные замеры дебита жидкости и обводненности добывающих скважин и приемистости воды нагнетательных скважин. Модель ограничений в рассматриваемой концепции представляет собой совокупность интегральных показателей пластовой системы и системы поверхностного обустройства.

Несмотря на впечатляющий результат, сдерживающим фактором повышения эффективности технологии является недостаточная устойчивость режимов закачки воды в элементах заводнения к внешним воздействиям (остановка скважин, водоводов, насосов на КНС с целью проведения ремонтных работ, отключение электроэнергии, перераспределение давлений, интерференция в системе скважин и т.д.). На большинстве реализованных проектах, как и ранее в подобных случаях, восстановление оптимальных режимов скважин, осуществляется оператором в ручном режиме с учетом погодного фактора, наличия техники и подъездных

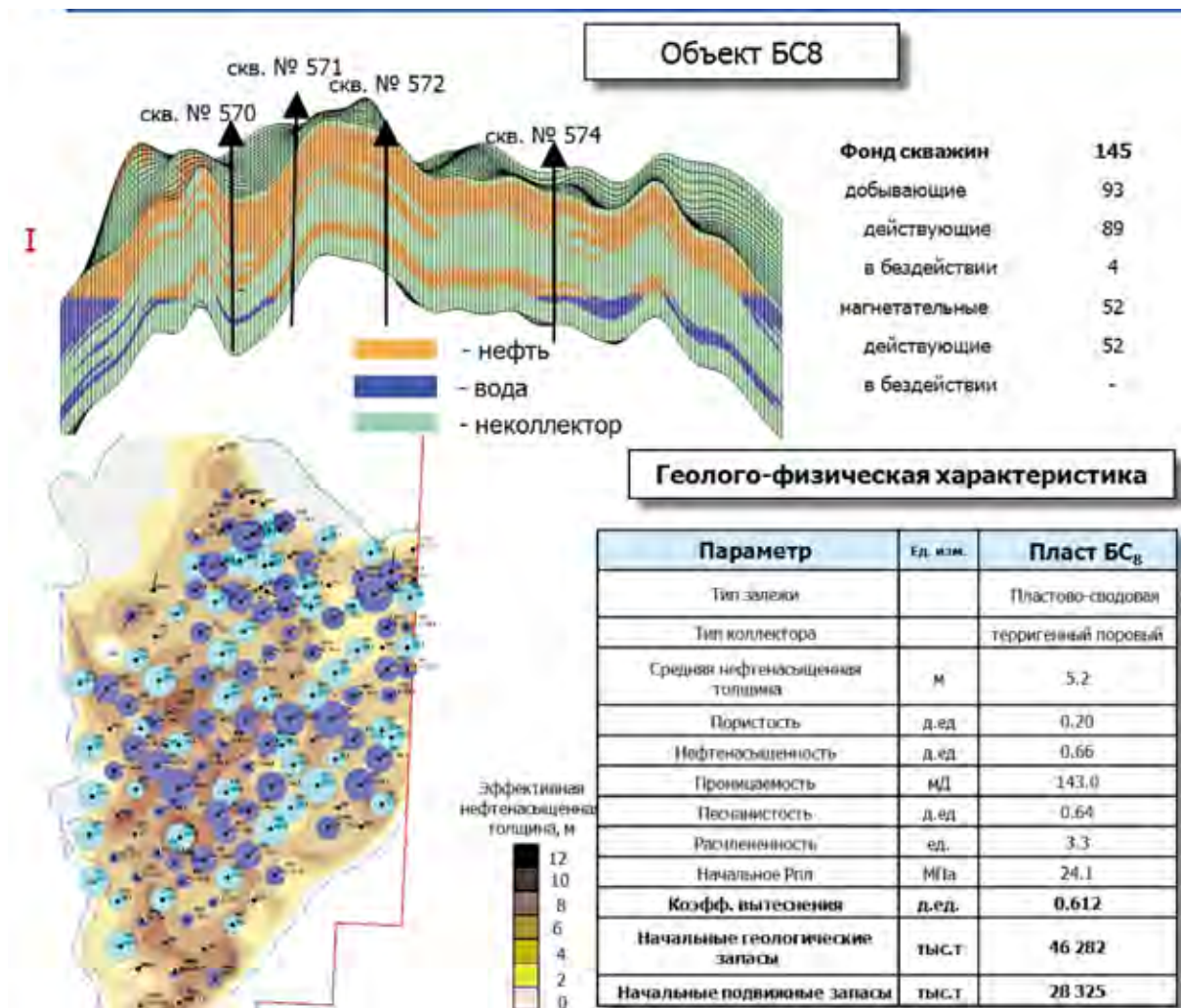


Рис. 3. Объект БС<sub>8</sub>. Иллюстрация характеристик пластовой системы

путей и т.п. Процесс вывода нагнетательных скважин на режим носит итерационный характер. Как правило, соответствие фактического режима оптимальному значению достигается не сразу, в общем случае выполняется несколько смен штучера с контролем приемистости и охватывает период продолжительностью от 4 до 8 суток, что в последствии не позволяет обеспечить целевые показатели по оптимизированности системы заводнения [10].

Один из первых проектов по апробации цифровых решений в задачах оптимизации режимов эксплуатации скважин стартовал в 2017 г. на Западно-Малобалыкском месторождении, объект БС<sub>8</sub> (рис. 3). На момент старта проекта при выработке извлекаемых запасов 48% обводненность продукции скважин превысила 90%. Темп отбора от остаточных извлекаемых запасов составил 1,2%, в то время как падение нефтедобычи превышало 15% в год.

Последовательная организация и исполнение работ позволили переломить существующие тренды в разработке объекта и уже на первом этапе проекта (2017 г. – начало 2018 г.) выполнить поставленную задачу: добыча нефти, по отношению к базовым показателям увеличилась на 8%, прибыль предприятия составила более 80 млн руб. менее чем за 1 год реализации проекта. Характерно, что положительный результат был получен за счет снижения обводненности продукции скважин без наращивания отборов жидкости (рис. 4).

Начиная с 2019 г., негативные последствия от технологических инверсий начинают превалировать и подавлять эффекты, обусловленные изменением кинематики потоков. Мероприятия по восстановлению оптимальных режимов закачки на промысле (на момент начала работ) требовали множества подходов оператора к скважине, основным инструментом по регу-



Рис. 4. Иллюстрация динамики суточной добычи нефти и обводненности скважин по участку работ

лированию режимов закачки являлось штуцирование. На начало работ по проекту скважины были оснащены нерегулируемыми дисковыми штуцерами с креплениями между фланцами. Смена штуцера в таком типе устройств – достаточно трудоемкая и продолжительная процедура, которая требует остановки нагнетательной скважины.

Очевидно, что управление режимами закачки воды, в основе которого – метод штуцирования скважин, исчерпало потенциал роста оптимизированности, в связи с чем компания инициировала процесс поэтапной модернизация промысла, где на первом этапе производилась полная замена фланцевых штуцеров на оборудование КШД – кран шаровой со сменными дросселями.

Оснащение промысла современным оборудованием для регулирования приемистости (КШД), позволило сократить время вывода скважин на режим более чем в 2 раза, однако не решило основную проблему подбора необходимого диаметра штуцера для обеспечения оптимального значения приемистости. Количество подходов к скважине с целью смены режима эксплуатации осталось неизменным относительно ранее установленных средств управления режимами закачки, и в среднем составило 3–4 подхода. Тем не менее, показатели оптимизированности элементов заводнения достигли 50–60%, создавая таким образом условия для дальнейшего развития [10].

В связи с необходимостью дальнейшего наращивания оптимизированности в конце 2020 г. компанией ООО «КанБайкал» был инициирован второй этап модернизации средств управления режимами закачки нагнетательных скважин, согласно которому на участке ОПР, включающем в себя две кустовые площадки (КП-123, КП-124), нагнетательные скважины были оснащены устройствами дистанционного управления. Оснащение осуществлялось средствами КВДР – клапан высокого давления регулируемый (рис. 5).

Цель опытно-промышленных работ – апробация средств дистанционного управления режимами нагнетательных скважин в парадигме технологии нейросетевой оптимизации. По сути, в рамках участка ОПР сформирован полигон «цифрового» месторождения, аккумулирующего не только средства контроля параметров эксплуатации скважин, но и возможности управления скважинами в режиме «on line».

Сообразно концепции, «цифровое» месторождение должно представлять из себя симбиоз двух укрупненных элементов, между которыми налажена связь, позволяющая отслеживать текущую ситуацию и реагировать в режиме реального времени:

– технологические средства контроля эксплуатационных характеристик скважин и средства дистанционного управления режимами их эксплуатации – аппаратная часть (рис. 1). В рамках концепции «цифрового» месторож-

дения данным элементам отводится роль сбора и трансляции снимаемой с датчиков промышленной информации, а также регулирования режимов эксплуатации скважин по входящим сигналам;

– основным же элементом в концепции «цифрового» месторождения служит система оперативного планирования режимов эксплуатации скважин, в данном случае основой такой системы выступает обученная искусственная нейронная сеть, основная задача которой – анализ в режиме реального времени вновь поступающей промышленной информации и расчет на её основе оптимальных режимов эксплуатации скважин.

При этом взаимодействие между элементами «цифрового» месторождения осуществляется последовательно и замыкает полный цикл обмена информацией. Цикл состоит из нескольких этапов (*рис. 1*).

1. Верификация поступающей промышленной информации. Информация, поступающая с технических средств контроля, очищается от «шумов» (подготавливается обучающая выборка). Верификация информации осуществляется в автоматическом режиме алгоритмами фильтрации и разметки данных.

2. Дообучение нейронной сети и актуализация модели ограничений. На подготовленной и верифицированной информации с промысла проводится дообучение нейронной сети с целью её актуализации. Данный этап важен не столько с позиции обновления искусственной нейронной сети, сколько необходимости актуализации модели ограничений, обусловленной возможностями обеспечения закачки и добычи в каждой конкретной скважине.

3. Решение оптимизационной задачи. После актуализации искусственной нейронной сети и модели ограничений проводится расчет оптимальных режимов эксплуатации скважин в заданной модели ограничений.

4. Передача оптимальных режимов на управляющее устройство. Завершающим этапом цикла является передача на системы дистанционного управления режимами эксплуатации скважин сигналов по их изменению. По результатам вывода скважин на вновь рассчитанные оптимальные режимы происходит отклик, который фиксируют средства технического контроля. Таким образом, цикл замыкается в виде постоянно действующей самообучающейся системы оперативного управления режимами эксплуатации скважин.

Представленная концепция в рамках опытно-промышленных работ реализуется на отдельном полигоне Западно-Малобалыкского мес-

### Оборудование управления - КВДР-Э



#### Технические данные:

Рабочий диапазон температур	60 +60°С
Рабочий диапазон давлений	до 250 атм
Присоединение к трубопроводу	фланцевое крепление
Условный проход DN	50 мм
Полный ход затвора	16 мм

**Рис. 5.**

*Характеристики средств дистанционного управления*

торожения. Первые результаты эксплуатации опытного участка показали высокую оперативность вывода скважин на оптимальные режимы эксплуатации, что позволило повысить оптимизированность на участке работ до 90–100%. Практически единовременный вывод нагнетательных скважин на оптимальные режимы позволил на значительный промежуток времени стабилизировать добычу нефти и в конце 2021 г. перейти к абсолютному росту. В целом инвестиции в развертывание системы дистанционного управления на опытном участке составили чуть более 20 млн руб., в том числе 16 млн руб. на закупку 11 устройств КВДР.

Для оценки рентабельности развертывания дистанционно управляемого оборудования была оценена базовая добыча нефти по анализируемому участку работ. Оценка осуществлялась исходя из определения средимесячных темпов падения добычи нефти в месяцы, предшествующие установке новых средств управления режимами эксплуатации нагнетательного фонда (*рис. 6*).

По состоянию на 1 января 2022 г. (за первый год эксплуатации) общая дополнительная добыча нефти оценивается в 5,4 тыс. т, прирост на 10% в добыче нефти относительного базового сценария. Технико-экономическая оценка работ, выполненная Компанией, подтверждает рентабельность проекта: срок окупаемости инвес-



Показатели	Ед. изм.	Участок ОПР (12.2020-12.2021)		
		База	Факт	Δ, %
Суточная добыча нефти	т/сут.	111	121	+9.6
Обводненность	%	96,0	95,4	-0,6
<b>Дополнительная добыча нефти за 10 месяцев</b>	<b>тыс.т</b>		<b>5.4</b>	
<b>Инвестиции в оборудование</b>	<b>млн.руб</b>		<b>20.5</b>	
<b>NPV</b>	<b>млн.руб</b>		<b>54.3</b>	
<b>Срок окупаемости</b>	<b>Мес.</b>		<b>7</b>	

Рис. 6.  
Эффективность работ по опытному участку

тий составил всего 7 месяцев, текущий NPV оценивается в 54 млн руб. (рис. 6).

В рамках опытного участка завершен этап цифровизации и полной автоматизации процессов обеспечения целевой закачки воды. Следующий шаг к полной реализации концепции «цифрового» месторождения – процесс подключения к уже апробированной системе дистанционного управления нагнетательными скважинами систем удаленного управления добывающим фондом в целях полной автоматизации всех процессов, как закачки воды, так и добычи нефти.

Неавтоматизированными также остаются часть средств контроля за показателями разработки, в частности к таким относится контроль

обводненности продукции скважин. Концепция «цифрового» месторождения подразумевает полную автоматизацию всех процессов, что требует решения данной задачи на следующем этапе автоматизации и роботизации промысла.

В целом же реализация «цифрового» месторождения на основе алгоритмов ИНС и средств управления добывающим и нагнетательным фондом скважин, а так же средств контроля обводненности продукции скважин позволит не только обеспечить оперативное управление режимами эксплуатации скважин, но и автоматизировать значительный объем рутинных процедур, минимизировать влияние человеческого фактора при принятии оперативных решений.




### **Выводы**

Внедрение инновационных технологий на основе искусственных нейронных сетей и сопутствующих систем автоматизации и роботизации производственных процессов в настоящее время является основным трендом развития, формируя новые практики управления и оптимизации разработки зрелых месторождений.

Первые результаты реализации систем дистанционного управления режимами эксплуатации нагнетательных скважин в парадигме нейросетевой оптимизации подтверждают экономическую целесообразность дальнейшего масштабирования проекта. Получен опыт развёртывания автономных систем управления в пределах опытного участка. Апробированные

системы дистанционного управления компания ООО «КанБайкал» планирует устанавливать на оставшиеся, неоснащенные средствами дистанционного управления кустовые площадки.

В 2022 г. планируется расширение роботизированного участка ещё на две кустовые площадки с опробованием средств дистанционного управления альтернативной конструкции. Опробование средств дистанционного управления иной конструкции связано с необходимостью определения наиболее надежного и отказоустойчивого оборудования – в целях расширения, начиная уже с 2023 г., участка опытных работ на все Западно-Малобалыкское месторождение и запуска технологии дистанционного управления в промышленную эксплуатацию. 

---

### **Литература**

1. Vygon Consulting. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. Доступно на: [https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon\\_consulting\\_tax\\_reform\\_2020](https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020) (обращение 14.06.2022).
2. Бриллиант Л.С. и др. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений» нефти // Недропользование XXI век. 2020. № 4. С. 98–102.
3. Гарифуллин А.Р., Сливка П.И. Система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа – интеллектуальные скважины // Нефть.Газ.Новации. 2017. № 12.
4. Арефьев С.В., Юнусов Р.Р., Валеев А.С., Корниенко А.Н., Дулкарнаев М.Р., Лабутин Д.В., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Кокорин Д.А., Грандов Д.В., Комягин А.И. Методические основы и опыт внедрения цифровых технологий оперативного планирования и управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин на участке ОПР пласта ЮВ1 Ватьеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Недропользование XXI век. 2017. № 6.
5. Рябец Д.А., Бескурский В.В., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения // Neftegaz.ru. 2019. № 9.
6. Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М. и др. Способ оперативного управления заводнением. Патент РФ № 2614338. Опубликовано 24.03.2017.
7. Бриллиант Л.С., Потрясов А.А. и др. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 565313. Заявлено 18.06.2013, опубликовано 16.09.2015.
8. Бриллиант Л.С., Данько М.Ю. и др. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент РФ № 2715593. Заявлено 28.09.2019, опубликовано 02.03.2020.
9. Зарубин А.Л., Перов Д.В., Рябец Д.А., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Горбунова Д.В., Симаков Е.А. Автоматизация процессов нейросетевой оптимизации режимов закачки воды на месторождениях АО «НК «Нефтиса» // Нефть.Газ.Новации. 2020. № 8.
10. Бриллиант Л.С., Горбунова Д.В., Завьялов А.С., Симаков Е.А., Рябец Д.А., Бескурский В.В. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения // Neftegaz.ru. 2020. № 2.
11. Березина А.А., Череповичин А.Е. Экономическая концепция нефтегазового «интеллектуального» месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 40. С. 14–15.

---

**UDC 622.276.43**

**Yu.A. Nishkevich**, General Director of KanBaikal LLC<sup>1</sup>, [Arkivarius@canbaikal.ru](mailto:Arkivarius@canbaikal.ru)

**D.A. Ryabez**, Deputy General Director – Chief Geologist of KanBaikal LLC<sup>1</sup>, [Arkivarius@canbaikal.ru](mailto:Arkivarius@canbaikal.ru)

**L.S. Brilliant**, Cand. Sc. (Engineering), Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, General Director of Tyumen Institute of Oil and Gas<sup>2</sup>, [ting@togi.ru](mailto:ting@togi.ru)

**A.S. Zavyalov**, Executive Director of Tyumen Institute of Oil and Gas<sup>2</sup>, [ZavialovAS@togi.ru](mailto:ZavialovAS@togi.ru)

**E.A. Simakov**, Head of Laboratory of Tyumen Institute of Oil and Gas<sup>2</sup>, [Simakov@togi.ru](mailto:Simakov@togi.ru)

<sup>1</sup>2 Kievskaya str., Nefteyugansk, Khanty–Mansi Autonomous Okrug – Yugra, st. Kyiv, Tyumen region, 628301, Russia.

<sup>2</sup>64 Herzen str., City Center, floors 10–11, Tyumen, 625000, Russia.

# Experience in Organizing Robotic Waterflooding Control Systems in Artificial Intelligence Algorithms in Optimizing the Development of Highly Watered Deposits

**Abstract.** Modern trends in the development of the global oil industry in general, and the Russian one in particular, are increasingly gravitating towards production management processes by regulating the operation modes of injection wells. At the same time, the main task of the field is to ensure optimal operating conditions for injection wells and timely response to emergency situations that directly affect the performance of both production and injection wells. The need to perform field tasks forms the most promising development vectors – automation and robotization of production processes that ensure the achievement of optimal operating modes for injection wells

**Keywords:** automation; digital field; neural networks; injection well; Oil and gas; Zapadno–Malobalykskoye field

---

## References

1. Vygon Consulting. Nalogi v neftedobyche: reforma 2020. Available at: [https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon\\_consulting\\_tax\\_reform\\_2020](https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020) (accessed 14 June 2022).
2. Brilliant L.S. i dr. *Arkhitektura tsifrovyykh reshenii upravleniia rezhimami ekspluatatsii skvazhin v zadachakh effektivnoi razrabotki zrelykh mestorozhdenii» nefti* [Architecture of digital solutions for managing well operation modes in the tasks of efficient development of mature oil fields]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2020, No 4, pp. 98–102.
3. Garifullin A.R., Slivka P.I. *Sistema avtomaticheskogo upravleniia operatsiimi po dobyche nefi i gaza – intellektual'nye skvazhiny* [Automatic control system for oil and gas production operations – smart wells]. *Neft'Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Innovations], 2017, No 12.
4. Aref'ev S.V., Iunusov R.R., Valeev A.S., Kornienko A.N., Dulkarnaev M.R., Labutin D.V., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Kokorin D.A., Grandov D.V., Komiagin A.I. *Metodicheskie osnovy i opyt vnedreniia tsifrovyykh tekhnologii operativnogo planirovaniia i upravleniia rezhimami raboty dobyvaushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin na uchastke OPR plasta luV1 Vat'eganskogo mestorozhdeniia TPP «Povkhneftegaz» (OOO «LUKOIL-Zapadnaia Sibir'»* [Methodological foundations and experience in implementing digital technologies for operational planning and management of production and injection wells at the pilot site of the UV1 formation of the Vatyeganskoye field TPP Povkhneftegaz (LUKOIL-Western Siberia LLC)]. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil use XXI century], 2017, No 6.
5. Riabets D.A., Beskurskii V.V., Brilliant L.S., Zav'ialov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. *Upravlenie dobychei na osnove neirosetevoi optimizatsii rezhimov raboty skvazhin na ob'ekte BS8 Zapadno-Malobalykskogo mestorozhdeniia* [Production management based on neural network optimization of well operation modes at the BS8 facility of the Zapadno-Malobalykskoye field]. *Neftegaz.ru*, 2019, No 9.
6. Brilliant L.S., Komiagin A.I., Bliashuk M.M. i dr. *Sposob operativnogo upravleniia zavodneniem* [Method of operational management of waterflooding]. Patent of the Russian Federation No. 2614338. Published on 03/24/2017.
7. Brilliant L.S., Potriasov A.A. i dr. *Sposob operativnogo upravleniia zavodneniem plastov* [Method of operational management of waterflooding]. Patent of the Russian Federation No. 565313. Claimed on 06/18/2013, published on 09/16/2015.
8. Brilliant L.S., Dan'ko M.Iu. i dr. *Sposob operativnogo upravleniia zavodneniem plastov* [Method of operational management of waterflooding]. Patent of the Russian Federation No. 2715593. Claimed on September 28, 2019, published on March 2, 2020.
9. Zarubin A.L., Perov D.V., Riabets D.A., Brilliant L.S., Zav'ialov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. *Avtomatizatsiia protsessov neirosetevoi optimizatsii rezhimov zakachki vody na mestorozhdeniakh AO «NK «Neftisa»* [Automation of the processes of neural network optimization of water injection modes at the fields of JSC “NK “Neftisa”]. *Neft'Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Innovations], 2020, No 8.
10. Brilliant L.S., Gorbunova D.V., Zav'ialov A.S., Simakov E.A., Riabets D.A., Beskurskii V.V. *Avtomatizatsiia protsessov upravleniia rezhimami raboty nagnetatel'nykh skvazhin pri neirosetevoi optimizatsii na ob'ekte BS8 Zapadno-Malobalykskogo mestorozhdeniia* [Automation of processes for managing the operation modes of injection wells with neural network optimization at the BS8 facility of the Zapadno-Malobalykskoye field]. *Neftegaz.ru*, 2020, No 2.
11. Berezina A.A., Cherepovitsin A.E. *Ekonomimicheskaiia kontseptsiiia neftegazovogo «intellektual'nogo» mestorozhdeniia* [Economic concept of the oil and gas “intellectual” field]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2014, No 40, pp. 14–15.