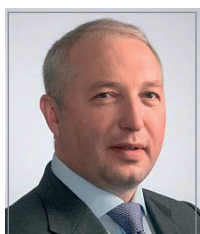




УДК 622.276: 622.276.4: 622.276:432

Автоматизация процессов нейросетевой оптимизации режимов закачки воды на месторождениях АО «НК «Нефтиса»

Automation of neural network optimization processes in water injection modes at the fields of JSC "NK" Neftisa "



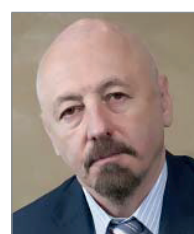
А.Л. Зарубин



Д.В. Перов



Д.А. Рябец



Л.С. Бриллиант



А.С. Завьялов



Д.В. Горбунова



Е.А. Симаков

Зарубин А.Л.

contact@neftisa.ru

/ АО «НК «Нефтиса», г. Москва /

Перов Д.В.

Arkhiarius@canbaikal.ru

Рябец Д.А.

Arkhiarius@canbaikal.ru

/ ООО «КанБайкал», г. Нефтеюганск /

Бриллиант Л.С.

к.т.н., академик РАЕН,

член ЦКР Роснедр, эксперт ГКЗ, ЦКР

Ting@togi.ru

Завьялов А.С.

ZavialovAS@togi.ru

Горбунова Д.В.

GorbunovaDV@togi.ru

Симаков Е.А.

Simakov@togi.ru

/ ООО «Тюменский Институт Нефти и

Газа» /

г. Тюмень, ул. Герцена 64, 10-11 этажи /

Zarubin A.L.

/ NK "Neftisa", JSC /

Perov D.V., Ryabec D.A.

/ CanBaikal, LLC /

Brilliant L.S., Zavyalov A.S., Gorbunova

D.V., Simakov E.A.

/ Tyumen Oil and Gas Institute, LLC /

Современные тенденции развития отечественной и современной научной мысли в области добычи углеводородов все больше тяготеют к процессам управления добычей с помощью регулирования режимов работы нагнетательных скважин. На текущем этапе развития технологий управления добычей на передний план выходят задачи автоматизации и роботизации процессов управления режимами работы нагнетательных скважин в концепции нейросетевой оптимизации, что является одним из основных направлений развития промысла в контексте цифрового месторождения.

Ключевые слова: цифровые решения управления добычей, реинжиниринг месторождения, нейросетевое управление заводнением скважин, учет взаимовлияния скважин, технология «Управление заводнением» нагнетательных скважин, апробация нейросетевых технологий оптимизации режимов закачки, нейросетевая оптимизация разработки месторождения, программа цифровой трансформации производственных процессов.

Current trends of domestic and scientific thought in the hydrocarbon field production are increasingly gravitating towards production control processes by regulating the operating modes of injection wells. At the current stage of production control technologies development, the tasks of automation and robotization of controlling the operating modes of injection wells processes in the concept of neural network optimization come to the fore, which is one of the main directions of field development in the context of a digital field.

Key words: digital solutions for production management, field reengineering, neural network control of waterflooding, accounting for mutual influence of wells, technology "Waterflooding" of injection wells, testing of neural network technologies for optimizing injection modes, neural network optimization of field development, digital transformation program of production processes.

Следуя логике определения, нефтегазовое «цифровое» месторождение – это «система оперативного управления промыслом, включающая набор бизнес-процессов, направленных на оптимизацию добычи нефти и сокращение финансовых потерь путем своевременного выявления проблем на основе данных, полученных в режиме реального времени» [1]. В иерархии бизнес-процессов следует акцентировать внимание на управлении заводнением, поскольку в структуре операционной себестоимости затраты на обеспечение работоспособности всей технологической цепочки: КНС, энергоснабжение, высоконапорные водоводы, блок гребенки, нагнетательные скважины, водозаборы, подготовка воды, сброс избыточной закачки, значительные и достигают 30-40% [2]. И все это с одной целью – обеспечить эффективное вытеснение нефти водой и поддержание пластового давления в диапазоне значений, достаточных для подъема жидкости и устойчивой работы глубинных насосов.

В практике организации заводнения неизменными остаются вопросы, ответы на которые до настоящего времени не находят должного отражения в производственной деятельности предприятий:

- как влияют друг на друга добывающие и нагнетательные скважины;
- как ранжировать нагнетательные скважины по степени влияния на эффективность заводнения пласта;
- как распределить закачку воды, чтобы избежать резкого обводнения добывающих скважин;
- как оптимизировать энергозатраты в системе ППД, сокращая непроизводительную закачку воды;
- как увеличить дебиты нефти и снизить себестоимость эксплуатации скважин;
- как увеличить выработку слабо дренируемых запасов?

В настоящее время в сфере управления добычей «неавтоматизированными» остаются

нетривиальные задачи, которые сложно четко сформулировать и формализовать. К таким, например, относится логика формирования специалистами промысла 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.

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, целей планирования производством [3]. Это понимание достигается за счет идентификации «отраженных событий», как путей фильтрации нефти в пласте и решения в последующем задач по воспроизведению полезных взаимодействий и «купированию» негативного влияния, следствием которого является увеличение содержания воды в продукции скважин.

Такое мнение, в том числе, опирается на оценку экспертов [4], «... оптимизация режимов работы скважин, основанная на непрерывной регистрации и обработке информации, снимаемой с кустов скважин в режиме реального времени, позволяет увеличить производительность скважин на 15-20%, а КИН – на 5-10%».

Возвращаясь к определению «интеллектуального» месторождения с точки зрения значимости системы ППД в оптимизации добычи нефти, то бесспорным представляется потенциал, который предоставляют современные технологии управления кинематикой потоков для снижения обводненности продукции скважин и сокращения непроизводительной закачки воды. [5].

Обращаясь к опыту решения подобных задач можно отметить, что «Основное отличие российских нефтегазовых компаний от международных в

области цифровой модернизации нефтегазодобычи заключается в том, что в России активно продвигают цифровые технологии IT-компании, тогда как в международных компаниях цифровые технологии относят к очередному этапу развития нефтегазовых технологий и ими занимаются инженеры – нефтяники» [6]. Возможно, по этой причине до настоящего времени цифровизация управленческих решений за редким исключением, остается формой, а содержание и практика работ на нефтяном промысле остаются неизменными.

В последние годы в этом направлении мы прошли большой путь: от обсуждения концептуальных вопросов, разработки алгоритмов, написания программ, до пилотных проектов опытно-промышленных работ [3, 7, 8, 9]. То, что предлагается, это не инновация технологий, это инновация управленческих решений в формате единой цифровой платформы ПК «Атлас», основанных на нейросетевом управлении режимами закачки. Практика работ в парадигме технологии машинного обучения охватывает период с 2014 года и до настоящего времени, аккумулирует опыт девяти проектов на месторождениях Западной Сибири, республики Коми, Республики Башкортостан, Республики Казахстан с общим фондом свыше 2000 скважин. Показатели эффективности отражают снижение темпов падения добычи нефти в несколько раз, рост добычи нефти относительно показателей бизнес-плана до 25%, сокращение операционных затрат до 26% (рис. 1).

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 электроэнергетики, перераспределение давлений и интерферен-

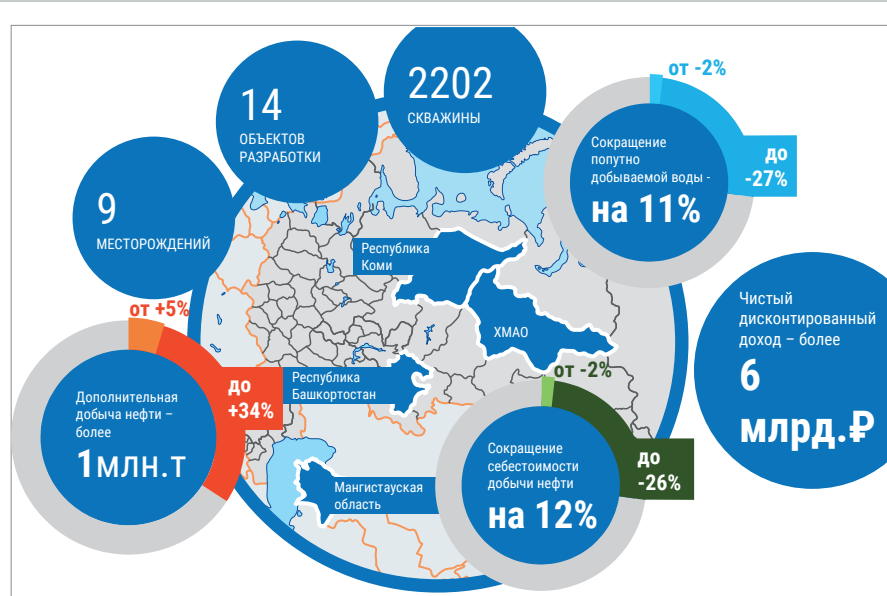


Рис. 1. География промышленной апробации технологии «Управление заводнением» в парадигме машинного обучения.

ция в системе скважин и т.д.). Как и ранее в подобных случаях, восстановление оптимальных режимов скважин, осуществляется оператором в ручном режиме с учетом погодного фактора, наличия техники, подъездных путей. Процесс вывода нагнетательных скважин на режим закачки носит итерационный характер. Как правило, соответствие расчетного режима оптимальному значению достигается не сразу, в общем случае выполняется несколько смен штуцера с контролем приемистости и охватывает период продолжительностью от четырех до восьми суток [11].

Таким образом, каким бы совершенным не был математический базис «Технологии», на выходе процесса находится оператор, который для смены режима закачки воды применяет инструментарий полувековой давности. А это реальные потери и тормоз для дальнейшего развития и автоматизации производственных процессов управления разработкой месторождений. По сути, это противоречие является мотивацией, вызовом для создания автоматизированной системы быстрого реагирования на нештатные ситуации, как эффективного способа управления заводнением на основе взаимовлияния

скважин. Функциональность такой системы должна позволять проводить мониторинг ключевых индикаторов, которые характеризуют режимы эксплуатации скважин, а также получать предупреждающие сигналы о потенциальных «угрозах».

Примером такой системы является ПК «Атлас» – вычислительная платформа для последовательного решения задач по оценке потенциала, формированию модели ограничений, оптимизации дизайна отборов жидкости и закачки воды в скважинах, планированию и контролю, инжинирингу процесса управления разработкой залежей углеводородов на основе интеллектуальных решений в концепции цифрового месторождения, обладающая целым рядом преимуществ:

- быстрый доступ к оперативной производственной информации;
- интеграция источников данных;
- максимальный уровень автоматизации рутинных процедур;
- детальный и разносторонний анализ промысловой информации;
- наглядность представления данных (информационные панели, схемы, графики и диаграммы);
- поддержка эффективного

взаимодействия аналитиков, инженеров, технологов, геологов, экономистов;

- гибкая настройка прокси-модели с учетом особенностей пластовой системы;

- выявление тенденций и оперативный прогноз добычи нефти.

Применение ПК «Атлас» в задачах управления заводнением, обеспечивает моделирование технологических режимов в парадигме машинного обучения с учетом взаимовлияния скважин, поддержку принятия решений при оперативном планировании и управлении производством. В итоге формируется оптимальный план работ на месторождении, способствующий максимизации добычи нефти и снижению непроизводительных затрат.

Ядро комплекса: нейросетевая оптимизация – это не только технология машинного обучения, интегрированная в задачи оценки потенциала месторождения и его трансформацию в режимах эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, но и новые бизнес-процессы и компетенции.

Важным свойством искусственных нейронных сетей является их способность к обучению, то есть модификации своего поведения в ответ на изменение внешней среды, которая позволяет выявлять сложные зависимости в поступающей на вход информации. Принцип функционирования нейронной сети в задачах управления заводнением заключается в установлении законов взаимодействия параметров сложной системы на основе фактических (исторических) откликов. В частности, для решения оптимизационных задач таким образом (законом) является взаимосвязь дебита жидкости, обводненности добывающей и приемистостей окружающих нагнетательных скважин

Конструкция, как и сложность сети, должны быть адекватные решаемой задаче. По этой причине архитектура нейронной сети и метрики, характеризующие процесс обучения, выбираются сообраз-

но достоверности и составу исходной выборки данных. Для обучения применяются выверенные данные, так как от качества промышленной информации напрямую зависит предсказательная способность нейронной сети: при обучении на недостоверный набор параметров на выходе будет формироваться ложное представление о взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин. Большинство параметров нейросети интуитивно понятные и определяются исходя из требований решаемых задачи. Также, существует большое количество эвристик, выработанных во время выполнения проектов и экспериментов с вычислениями. Алгоритм обучения предполагает метод обратного распространения ошибки с использованием градиентной оптимизации; в результате обучения, нейросеть самонастраивается для воспроизведения требуемой реакции добывающих скважин в зависимости от входных данных [12].

Нейросетевая оптимизация режимов закачки в парадигме цифровой трансформации аккумулирует целый ряд технических, технологических и вычислительных возможностей: датчики, технологии измерений, функционал на основе искусственного интеллекта, вычисления, доступ к данным, контроль, управление и принятие реше-

ний в режиме реального времени, инициируя импульс для создания автоматизированного производства и последующего масштабирования, включая переход к цифровому управлению процессами.

По мнению Матиаса Хайлмана – президента и исполнительного директора направления Digital компании Baker Hughes, разработке и мотивации для промышленного внедрения автоматизированных систем управления, поиска возможностей для повышения производительности труда, в настоящее время сопутствуют [13]:

- 1) Долгосрочный экономический спад;
- 2) Общая нестабильность;
- 3) Низкие цены на нефть;
- 4) Увеличение налоговой нагрузки на сырьевой сектор экономики;
- 5) Снижение инвестиций в связи с падением цен на нефть;
- 6) Корректировка бюджетов компаний в связи с нефтяным кризисом.

В то же время сложная экосистема нефтяного промысла и устаревшие ключевые активы замедляют процесс цифровой эволюции сегментов управления разработкой месторождений и добычи. Инициатива повсеместного создания баз данных себя исчерпала, по причине отсутствия понимания того, как и для каких целей,

информация должна быть структурирована и в последствие преобразована в знания, а знания в производственные компетенции и прибыль для предприятия. В своем последующем развитии, цифровая трансформация предполагает разрешение сложившихся противоречий, в рассматриваемом случае это демонстрируют разрыв возможностей аналитических решений и вычислительной техники с одной стороны и ручной труд операторов по выводу нагнетательных скважин на режим с другой. Подобная проблема характерна для месторождений, эволюция которых характеризуется третьей или завершающей четвертой стадиями, где потенциал капиталоемких мероприятий, если не исчерпан, то сводится к минимуму, и, наоборот распространение получают гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пластов, в основе которых изменение режимов закачки воды в скважинах.

Каким образом, и в какой последовательности решаются подобные задачи в АО «НК «Нефтиса»?

Первый проект по апробации цифровых решений в задачах управления заводнением стартовал на Западно-Малобалыкском месторождении, объект БС8 в 2017 году. Здесь, считается целесообразным привести крат-

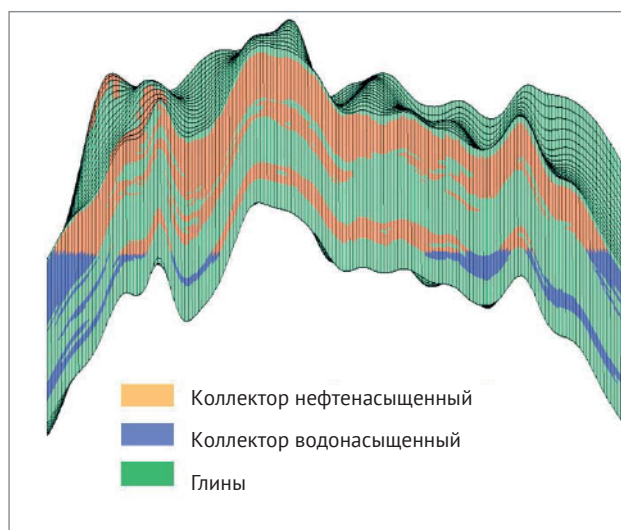


Рис. 2. Объект БС8. Иллюстрация характеристик пластовой системы

Таблица 1

Характеристики пластовой системы для объекта БС8

Параметры	Ед.изм.	Объект БС8
Тип коллектора		терригенный, поровый
Средняя эффектив. нефтенасыщ. толщина	м	4.6
Коэффициент пористости	доли ед.	0.2
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0.67
Проницаемость	мкм ²	0.143
Коэффициент песчанности	доли ед.	0.64
Расчлененность	ед.	3
Начальное пластовое давление	МПа	24.1
Плотность нефти	г/см ³	0.866
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0.618

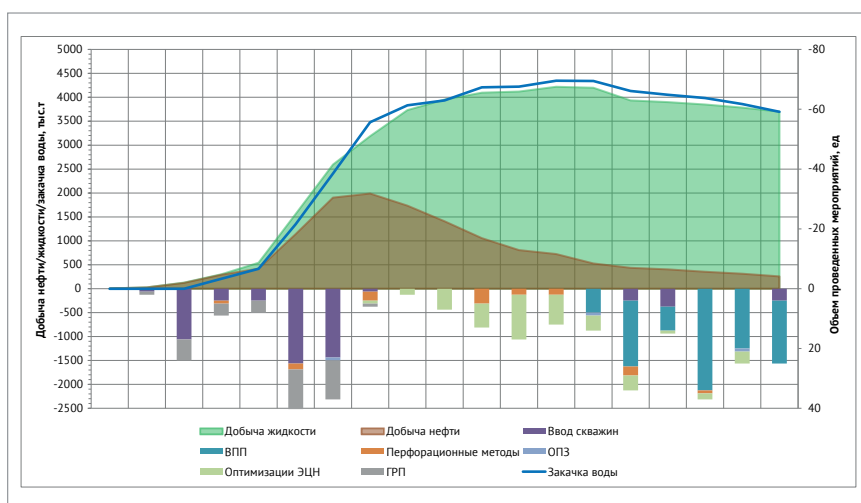


Рис. 3. Эволюция технологических решений, направленных на сокращение темпов падения добычи нефти.

кую справку, которая характеризует геолого-физические параметры пластовой системы и технологии разработки объекта. Залежь нефти пластовая сводовая (рис. 2, табл. 1), характеризуется благоприятными ФЕС пород коллекторов: коэффициент проницаемости 143 мД, эффективная нефтенасыщенная толщина 4,6 метра, нефть маловязкая. Система разработки сочетает площадное и приконтурное заводнение. Фонд насчитывает 148 скважин, в числе которых 99 добывающих и 49 нагнетательных.

Решение об апробации нейросетевых технологий оптимизации режимов закачки принято в 2017 году, когда при низкой выработке извлекаемых запасов - 48%, обводненность продукции скважин превысила 90%. Темп отбора от остаточных извлекаемых запасов составил всего 1,2%, в то время как падение нефтедобычи - 15 % в год.

Ранее неоднократно предпринимались попытки стабилизации добычи нефти (рис. 3), наращивая отборы жидкости и закачки воды, широко применяя гидроразрыв пласта, обработки призабойной зоны нагнетательных скважин вязкоупругими составами с целью выравнивания профиля приемистости, которые себя практически исчерпали, что и инициировало поиск альтернативных решений. В качестве таких решений была

выбрана технология «Управление заводнением» в концепте нейросетевой оптимизации режимов закачки воды.

Опытно промышленным работам предшествовали исследования перспектив и проблем разработки объекта, в которых акцентировалось внимание на оценке слабо дренируемых запасов, энергетике пластовой системы и коэффициенте полезного действия системы заводнения. Результаты геолого-промыслового анализа продемонстрировали скрытый потенциал залежи пласта БС8, природа которого обусловлена локализацией нефти в застойных зонах, сформировавшихся в процессе постоянных изменений режимов эксплуатации скважин и кинематики потоков нагнетаемой в пласт воды. Характерно, что несмотря на благоприятные горно-геологические условия, широкий спектр применяемых технологий по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи пласта, традиционные, апробированные решения в области плотностей сеток и систем заводнения, извлечение остаточных запасов и достижение утвержденного КИН при высокой текущей обводненности продукции 91% – проблематично: кратность остаточных извлекаемых запасов превышает 50 лет, суммарный объем слабодренируемых запасов

нефти оценивается как значительный – 6 200 тыс.т. Перспективы выработки таких запасов увеличением числа скважин или бурением боковых стволов рассматривались в проектных документах и оценивались как затратные, убыточные и заведомо неперспективные, что в общем-то, и характерно для выдержанных в пространственном отношении, высокопродуктивных объектов, для которых зависимость коэффициента охвата запасов сеткой скважин выражена весьма слабо.

Между тем, стандартным решением для таких случаев являются гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пласта: на месторождении реализованы площадные системы разработки, имеющие низкий потенциал для усиления, но «высокий» потенциал для оптимизации», нуждающиеся в постоянном оперативном регулировании для снижения неэффективной закачки и объемов попутно с нефтью добываемой жидкости. Тем не менее, из-за отсутствия формализованных решений по обоснованию оптимальных темпов, последовательности и продолжительности циклов закачки воды в скважинах, возможности промышленного применения нестационарного заводнения себя полностью исчерпали. В качестве иллюстрации можно сослаться на тот факт, что в проектных документах эффективность гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пласта задается нормативно и, как правило, в госплановских формах. Альтернативой традиционным практикам в этой области является технология нейросетевой оптимизации режимов закачки воды, основной функцией которой является поиск оптимального распределения закачки в условиях заданной модели ограничений.

Объективно, сложность задач поиска оптимального распределения закачки, обуславливается многовариантностью решений. Например, для случая участка месторождения с 20 скважинами при соотношении

добывающих и нагнетательных скважин 1:1, при условии вариативности изменения приемистости равной трем, количество возможных комбинаций режимов нагнетания, которые в свою очередь генерируют различную обводненность продукции, соответственно и добычу нефти, равно 320. Как из этого множества решений выбрать лучший, максимальный по добыче нефти вариант, обусловленный изменением кинематики потоков в пласте? Как часто режимы закачки воды должны подвергаться изменениям, какие критерии и условия для таких изменений? А если скважин не 20, а больше? Никто не знает.

Это обстоятельство, а также необходимость поддержания заданных режимов без понимания механизмов их обоснования, является определяющим в выборе решения о целесообразности каких-либо действий на этот счет.

В общем случае, природа современных практик проектирования гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи понятна, так как из логики того, что закономерности в распределении закачки воды в нагнетательных скважинах и отборов жидкости из добывающих скважин носят случайный характер, то простым перебором режимов, а комбинаций здесь сотни триллионов если не более, максимума добычи нефти, то есть цели производства – не найти.

Тем не менее, нельзя не согласиться с авторитетными учеными [10], что именно гидродинамические методы регулирования разработки, представляют уникальный инструмент извлечения остаточных запасов нефти на истощенных залежах. Что изменилось в настоящее время, чему способствует возврат к не модной и преждевременно забытой теме? Ещё 20 лет назад ограниченный объем и низкий уровень консолидации промысловой информации в электронных базах данных, не позволяли в полной мере применять на практике технологии прокси-моделирования и

нейросетевой оптимизации. Однако, на сегодняшний день, развитие вычислительной математики, компьютерной техники, и самое главное – устойчивые тренды цифровизации, открывают новые возможности и подталкивают специалистов к поиску созвучных времени решений. Дополнительный фактор, стимулирующий инновации, это ухудшение качества остаточных запасов, усложнение и удорожание оборудования и технологий в добыче.

Теоретические основы нейросетевой технологии управления заводнением неоднократно публиковались в различных изданиях [10,11,12,13], авторское право подтверждено свидетельством на регистрацию в Роспатенте № 2614338.

Сущность инноваций заключается в воспроизведении откликов добывающих скважин на изменения в процессе закачки воды в качестве базиса последующего решения оптимизационной задачи и формирования на этой основе – технологического режима эксплуатации нагнетательных скважин.

Структуру прокси-модели (рис.4) формируют три основных блока, где решаются прикладные математические задачи:

- анализ и обработка промысловых данных, получаемых от системы телеметрии, с целью установления значимых трендов в показателях эксплуатации скважин,

- математический аппарат – нейронная сеть, позволяющий установить финальные ключевые соотношения, отражающие взаимосвязи режимов закачки воды, дебитов жидкости и обводненности продукции в элементах заводнения,

- алгоритмы – градиентный и стохастические методы, решения оптимизационных задач по управлению заводнением объекта разработки.

В качестве исходных данных прокси-модели используется объективная первичная промысловая информация, основанная на инструменталь-

ных и лабораторных измерениях (замеры дебита жидкости, обводненности и приемистости скважин), что способствует достижению результата с минимальной погрешностью.

Результатом вычислений являются:

- потенциальные уровни добычи нефти по месторождению в заданной модели ограничений;

- оптимальные режимы закачки воды, обеспечивающие потенциал добычи нефти;

- рейтинг нагнетательных скважин и элементов заводнения, соответственно степени влияния на потенциал оптимизации.

Решение оптимизационной задачи в концепции машинного обучения позволяет сформировать технологический режим, обосновать оперативный производственный план, цели и последовательность сопутствующих работ на скважинах.

Модель ограничений в архитектуре цифровой системы управления режимами скважин (ограничения пластовой системы, ограничения на скважинах, кустовых площадках, в системе высоконапорных водоводов, КНС, ограничения в системе водоснабжения и утилизации попутной воды) позволяет в опережающем порядке планировать и эффективно исполнять краткосрочные и среднесрочные программы по реинжинирингу поверхностного обустройства закачки воды.

Практическая реализация достигается путем предварительного выполнения следующих действий (см. рис. 4):

- создание обучающей выборки для адаптации прокси-модели;

- конструирование элементов заводнения;

- обучение нейронной сети;

- задание области модели ограничений;

- выбор стратегии разработки;

- расчет потенциала оптимизации соответственно выбранной стратегии;

- расчет и формирование оптимальных технологических

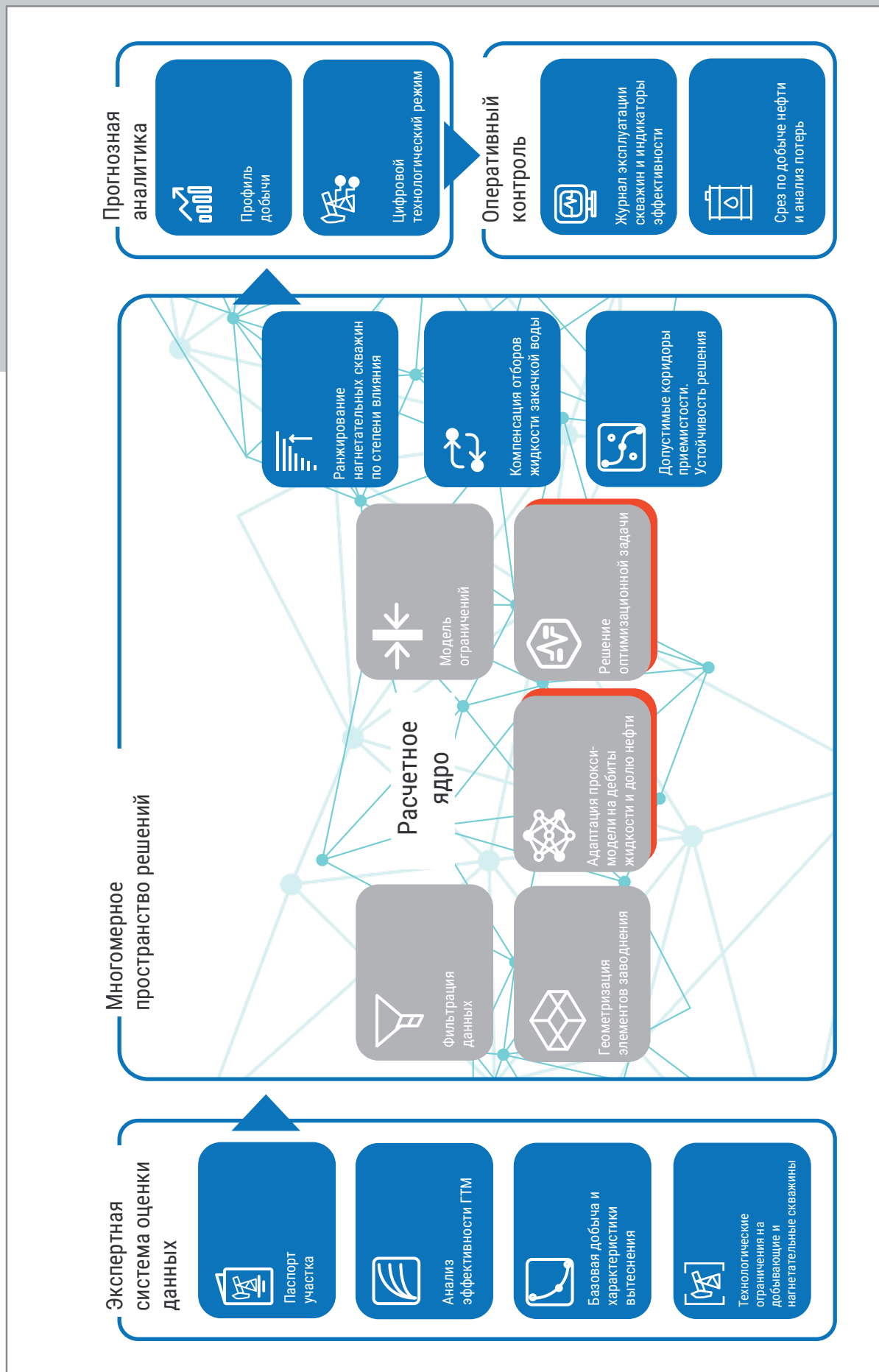


Рис. 4. Архитектура цифровых решений нейросетевой оптимизации режимов закачки воды.

режимов эксплуатации скважин;

- оперативный контроль выполнения работ.

Начиная с 2017 года, после завершения этапа оценки потенциала объекта БС8, работы переносятся на производственные площадки месторождения и регламентируются протоколом взаимодействия специалистов ООО «КанБайкал» и ООО «ТИНГ», согласно которого утверждается:

- порядок обмена информацией и актуализации базы данных;

- порядок проведения расчетов на прокси-модели и согласования технологических режимов закачки воды в нагнетательных скважинах;

- последовательность вывода нагнетательных скважин на оптимальный темп закачки воды;

- перечень сопутствующих работ по реинжинирингу в системе ППД, необходимых для создания технических возможностей по управлению закачкой воды в скважинах;

- перечень и рейтинг геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта в скважинах с целью обеспечения потребных приемистостей скважин;

- порядок движения бригад подземного и капитального ремонта с целью восстановления нагнетательных скважин в элементах заводнения;

- формирование оперативного плана по добыче;

- индикаторы эффективности и отчетность;

- программа обучения и передачи компетенций специалистам промысла.

Интеграция решений прокси-модели, в качестве прототипа технологического режима, создает условия по трансформации управленческих и производственных процессов в архитектуру цифрового промысла. Формируется единая информационная среда для объединения технологий, производственных процессов, коллективного ситуационного анализа и принятия решений на всех

уровнях.

С целью создания конкурентных преимуществ в рамках действующего проекта в структуре ООО «КанБайкал» организован ЦУД (центр управления добычей).

ЦУД – это консолидация базовых компонент: данных, прокси-модели и целого ряда приложений для оперативного планирования и управления операционной деятельностью в концепте нейросетевой оптимизации разработки месторождения.

Экипаж ЦУД – коллектив сотрудников предприятия по направлениям инжиниринговой деятельности:

- инженер-технолог – компетенции в области обустройства, техники и технологии добычи нефти. Отвечает за системы контроля и учета продукции скважин, объектов сбора, промыслового транспорта и закачки воды. Формирует модель ограничений с целью выполнения расчетов;

- инженер-аналитик – компетенции в области решения оптимизационных задач по управлению разработкой;

- инженер-геолог ЦИТС – компетенции в области подземного и капитального ремонта скважин, планирования ГТМ. Формирует технологический режим на основе решений оптимизационных задач производства, обосновывает профиль по добыче нефти, жидкости и закачки воды, оперативные мероприятия и планы работ на скважинах по обеспечению технологических режимов эксплуатации скважин;

- инженер-геолог – компетенции в области исследований скважин и пластов. Контроль индикаторов эффективности процесса по оптимизации разработки месторождения, корректировка программы работ, формирование планов исследований скважин.

Преимущество такой структуры управления:

- Прозрачность взаимодействия;

- Создание доминанты;

- Обращение специалистов

к цифровым индексам оптимизации добычи;

- Интерфейсы для оптимизации, управления, администрирования и контроля;

- Совмещение оперативных данных с нейросетевой моделью управления закачкой воды в пласт».

Эффективность цифровых решений управления добычей, трансформации управленческих процессов, измеряется в пунктах прироста NPV.

По завершению аналитического и организационного этапов технические работы на скважинах стартовали в мае 2017 года, когда годовой темп падения добычи нефти составил 18% в год. На первом шаге определялась стратегия оптимизации – искомая палитра решений, которая сгенерирована результатами вычислений (рис. 5).

В последующем, формируется технологический режим закачки воды, соответствующий выбранной стратегии - условию максимизации отборов нефти за счет снижения обводненности продукции скважин, эффектом, который традиционно связывается с гидродинамическими методами увеличения нефтеотдачи пласта. Диапазон предлагаемых изменений демонстрирует распределение отклонений текущих режимов закачки воды и оптимальных: регулированию подлежат 70%, нагнетательных скважин, по которым расхождение имеет критический характер (рис. 6).

Понимание того, что в новой парадигме оперативного управления главенствующая роль отводится оптимизации режимов закачки воды, в условиях ограниченных ресурсов, последние были сфокусированы на приведение в порядок и восстановление нагнетательного фонда скважин, обеспечение устойчивых к внешним воздействиям темпов нагнетания воды.

В ряде случаев возможности для изменения режимов работы нагнетательных скважин ограничивались состоянием устьевого оборудования и поверхностного обустройства: это и высо-

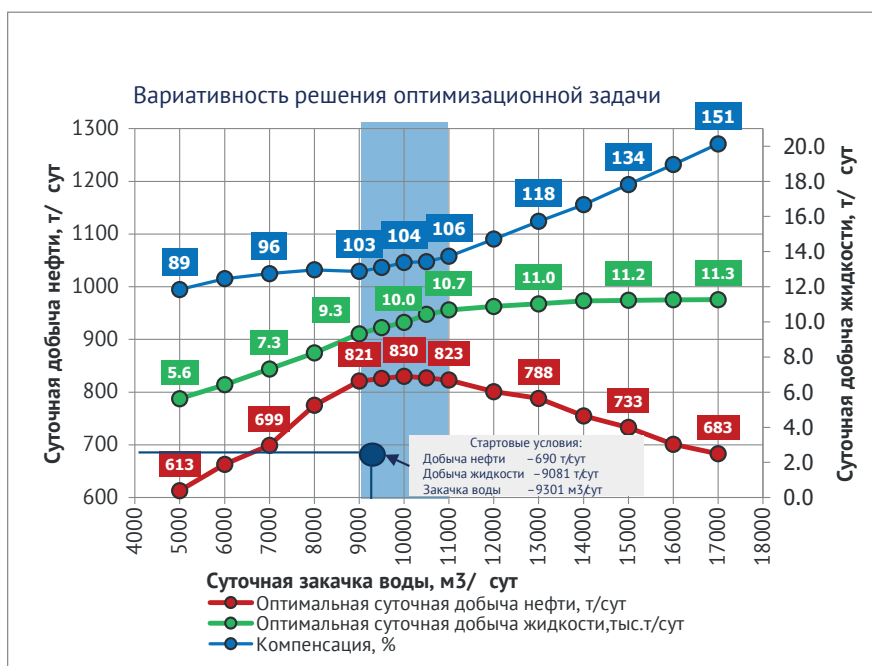


Рис. 5. Выбор стратегии оптимизации.

конапорные водоводы, недостаточное давление в системе ППД, источники водоснабжения. Все это оперативно вносилось в программы реинжиниринга месторождения и исполнялось в установленные сроки. Только на последующем этапе, когда

режимы закачки в элементах заводнения соответствовали решению оптимизационной задачи, материально технические ресурсы перенаправлялись на фонд добывающих скважин, по которым, вследствие снижения обводненности продукции

раскрывался потенциал по увеличению отборов нефти.

Последовательная организация и исполнение работ позволили переломить негативные тренды в разработке объекта и уже на первом этапе проекта 2017 - начало 2018 года, выполнить поставленную задачу: добыча нефти, по отношению к бизнес-плану увеличилась на 12 %, прибыль предприятия составила 310 млн. руб. Характерно, что положительный результат был получен за счет снижения обводненности продукции скважин, без увеличения закачки воды и наращивания отборов жидкости (рис. 7).

Новые возможности по восстановлению добычного потенциала месторождения обусловлены комплексным решением задач по обеспечению оптимальных условий закачки воды, индикаторы которых: коэффициент оптимизированности элементов заводнения и устойчивость режимов нагнетания достигли значений 45% и 41% соответственно, что является предельным по отношению к техническим характеристикам оборудования и технологии

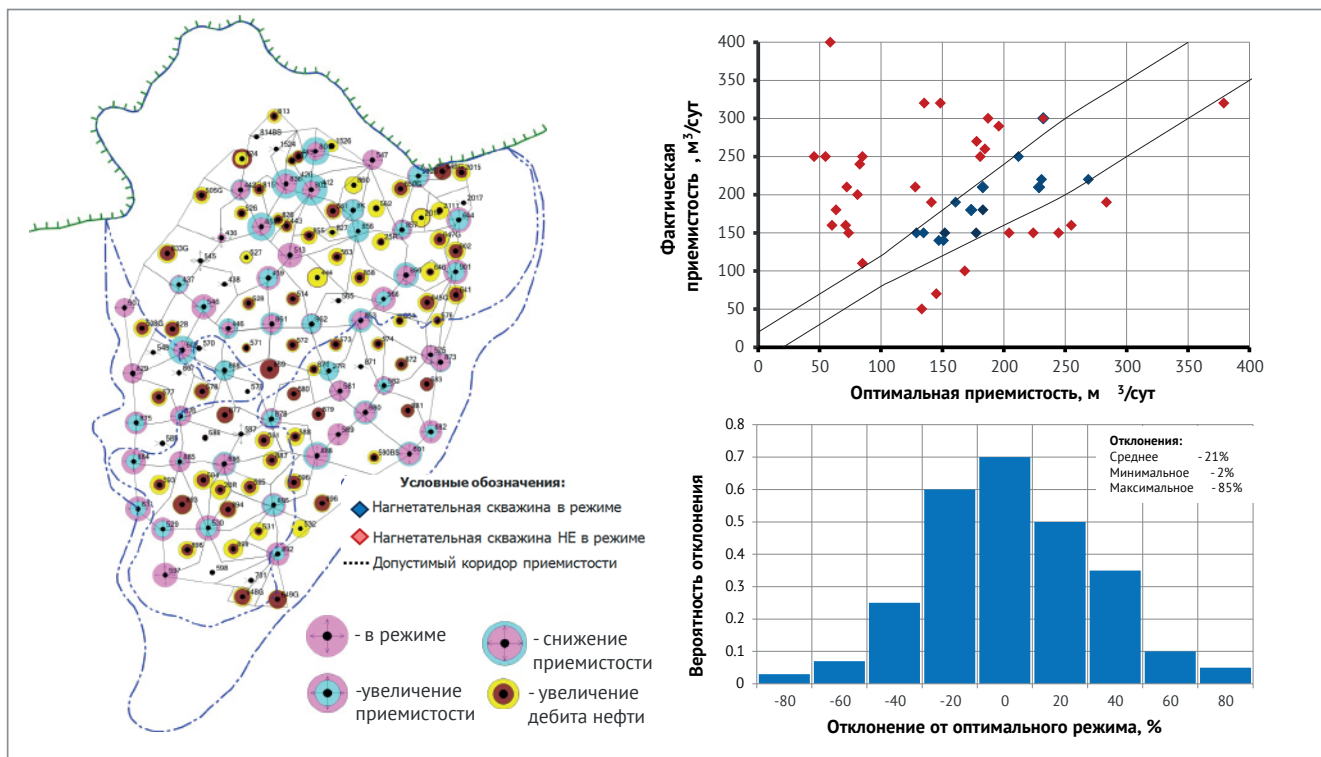


Рис. 6. Иллюстрация вычислений оптимальных режимов закачки воды.

регулирования режимов эксплуатации скважин.

Начиная с конца 2018 года, негативные последствия от технологических инверсий, таких как: остановки скважин, водоводов и насосов КНС на ремонтные работы, отключения электроэнергии, естественное перераспределение давлений и интерференция, превалируют и подавляют эффекты, обусловленные изменением кинематики потоков. Оперативность восстановления оптимальных режимов закачки на промысле, ограничивается необходимостью множества подходов оператора к скважине с целью достижения желаемого результата.

Основным инструментом по регулированию режимов закачки нагнетательных скважин является штучерование. На начало работ по проекту скважины были оснащены нерегулируемыми дисковыми штучерами с креплениями между фланцами (рис.8).

Смена штучера в таком типе устройств достаточно трудоемкая и продолжительная процедура, которая требует остановки нагнетательной скважины. Для примера, за один день в таких условиях оператор промысла может сменить режим на одной, максимум двух скважинах, с вероятностью достижения результата не более 50%.

Для нас очевидно, что эволюция промышленных цифровых технологий происходит от простого к сложному: от измерений, учета, анализа данных и агрегирования промышленной информации, до аналитических систем формирующих функционал управленческих решений. В этой связи авторы выделяют несколько уровней управления скважинами и объектами: контролируемый, управляемый, дистанционно управляемый.

Контролируемый – месторождение оснащено средствами учета и контроля за разработкой – ДДРС, АГЗУ, но средства управления предельно консервативные, основаны на нерегулируемых дисковых штучерах.

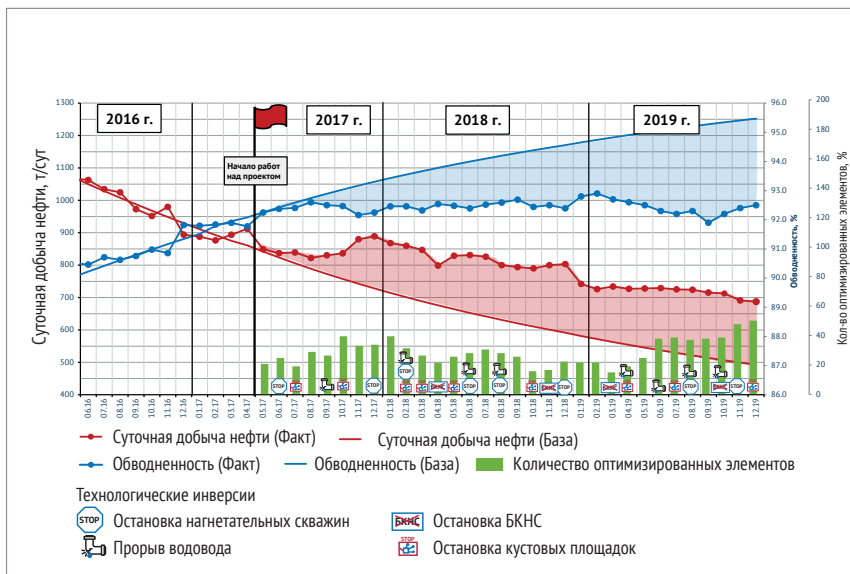


Рис. 7. Иллюстрация динамики суточной добычи нефти и обводненности скважин.

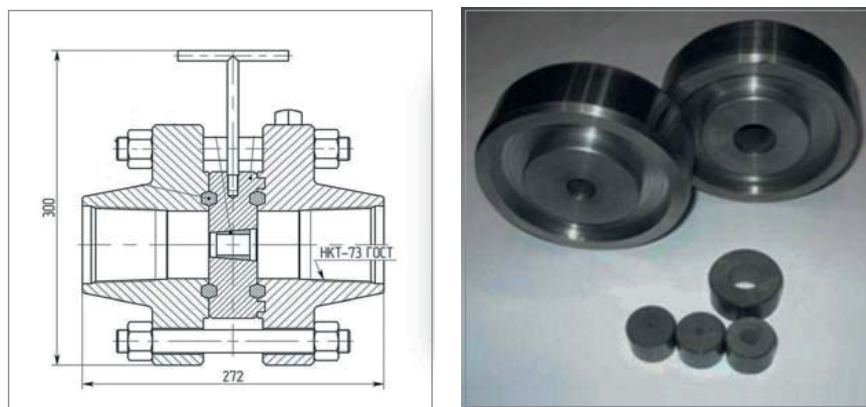


Рис. 8. Схема фланцевого крепления штучеров (справа) и сам штучер (слева).

Управляемый – месторождение оснащено средствами учета, контроля за разработкой и современным оборудованием КШД (кран шаровый со сменными дросселями) для управления режимами работы нагнетательных скважин.

Дистанционно управляемый – месторождение оснащено средствами учета, контроля, консолидации и передачи данных, оборудованием и программным обеспечением для дистанционного регулирования приемистости в режиме реального времени.

Начальная стадия проекта соответствовала первому, наиболее консервативному уровню управления, который характерен для большинства

разрабатываемых месторождений отрасли.

Дальнейшее развитие было невозможным без синергии трех компонент «цифрового месторождения»:

■ **Оборудование** – модернизация технических систем для управления режимами работы нагнетательных скважин;

■ **Технология** – совершенствование алгоритмов машинного обучения в задачах управления режимами работы нагнетательных скважин (развитие математического аппарата);

■ **Софт** – развитие цифровой экосистемы проекта: организация удаленного доступа к промышленным данным, интеграция оборудования, дистанционных систем управления, средств



Рис. 9. Кран шаровой со сменными дросселями.

Таблица 2

Эволюция индикаторов эффективности управления заводнением.

Показатели	2018	2019	Эффективность
Средняя оптимизированность по объекту БС8	28%	42%	+ 14%
Оперативность вывода скважины на режим	7 дней	4 дня	+ 42%
Среднемесячное количество скважин выведенных на оптимальный режим	8 скв	16 скв	+ 100%
Средняя устойчивость режимов ППД	57%	68%	+ 11%

коммуникаций и связи в передаче управляющих команд.

Концепция «Технологии нейросетевой оптимизации» на Западно-Малобалыкском месторождении совершенствовалась соответственно модели цифровой трансформации процессов управления закачкой воды: механизация, установка датчиков, (удаленный контроль), передача, интеграция (реализация скрытой экономики расходов и повышение производительности), анализ (повышение практичности технологии и мобильности сотрудников), визуализация (создание новой ценности и конкурентного преимущества), роботизация.

К концу 2018 года управленческие режимы закачки воды, в

основе которого метод штуцерования скважин, исчерпало свой потенциал. Средний уровень оптимизированности элементов системы заводнения не удавалось вывести выше 30-45%, в связи, с чем компания ООО «КанБайкал» инициировала процесс модернизация промысла, где на первом этапе производилась полная замена фланцевых штуцеров на оборудование КШД – кран шаровой со сменными дросселями (рис. 9).

Оснащение промысла современным оборудованием для регулирования приемистости (КШД), позволило сократить время вывода скважин на режим более чем в два раза. Показатели оптимизированно-

сти элементов заводнения достигли 50-60% (табл. 2), создавая условия для дальнейшего развития. Экономический эффект от внедрения нового оборудования уже на начальном этапе превысил 12 млн.руб., период окупаемости инвестиций в приобретение и монтаж оборудования минимальный – два месяца[11].

Интегральные показатели эффективности проекта демонстрируют уверенный оптимизм в достижении ранее поставленных целей (табл. 3).

Начиная с 2020 года Компания ООО «КанБайкал», с целью раскрытия потенциала технологии нейросетевой оптимизации и повышения эффективности регулирования закачки, прово-

Таблица 3

Эффективность работ за 2017-2019 годы. Объект БС8

Показатели	Ед. изм	Объект БС 8											
		2017 г.			2018 г.			2019 г.			2017-2019 гг.		
		База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %	База	Факт	Δ, %
Суточная добыча нефти	т/сут	816	861	+5.4	649	820	+26.3	534	720	+34.7	640	790	+23.4
Обводненность	%	92.5	92.2	-0.3	94	92.5	-1.6	95.1	92.4	-2.8	93.9	92.4	-1.5
Суточная добыча жидкости	т/сут	10 522	10 673	+1.5	10 522	10 789	+2.5	10 522	9 483	-9.9	10 522	10 438	-0.8
Суточная закачка воды	м ³ /сут	10 013	9 840	-1.7	10 013	9 363	-6.5	10 013	8 457	-15.5	10 013	9 226	-7.9
Операционная себестоимость	руб/т	3723	3 687	-1.0	4 012	3 588	-10.6	4 356	3 588	-17.6	4 040	3 610	-10.6
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	16.2			62.5			67.7			146.4		
NPV на единицу фонда	млн. руб	0.6			2.6			2.5			5.7		
Суммарный NPV	млн. руб	80			378			359			817		



Рис. 10. Клапан высокого давления дистанционно регулируемый.

дит второй этап модернизации промысла, в рамках которого, на участке ОПР, который включает две кустовые площадки, нагнетательные скважины оснащаются устройствами дистанционного управления режимами работы КВДР – клапан высокого давления регулируемый (рис. 10). Оборудование КВДР позволяет регулировать объемы закачки нагнетательных скважин в режиме «online».

На первом этапе для апробации новых возможностей оборудования, необходимо было организовать процедуру обмена данными между рядом

независимых программных продуктов, каждый из которых выполняет свою специализированную задачу в составе утвержденного руководством Компании проекта цифровой трансформации Западно-Малобалыкского месторождения:

- ТМС ОРИОН+ - сбор и систематизация информации с датчиков и замерных устройств. Передача управляющего сигнала на КВДР;

- OIS – хранение промышленной информации;

- ПК «Атлас» - нейросетевая оптимизация режимов работы нагнетательных скважин.

В целях сокращения рутинных операций по выводу скважин на режим была предложена схема интеграции программных продуктов (рис. 11), главный принцип управляющих воздействий – прямой обмен данными.

Управление нагнетательными скважинами в режиме реального времени выводит оптимизированность процесса заводнения, а значит и показатели эффективности производства, на новый, более высокий уровень. Однако для осуществления поставленных задач недостаточно только установить новое оборудование и системы

дистанционного управления, необходимо так же интегрировать новые возможности по регулированию режимов работы нагнетательных скважин в процессы оптимизации и принятия решений в парадигме цифровой экосистемы промысла. Конечная цель – это создание интерфейса, аккумулирующего всю значимую промышленную информацию в рамках одного окна, что в совокупности с оборудованием КВДР позволит контролировать текущую ситуацию на объекте и в случае необходимости корректировать режимы работы нагнетательных скважин в режиме реального времени, не затрачивая при этом ни дополнительных людских, ни временных ресурсов. Новый вектор производственной трансформации предполагает создание единой информационной и вычислительной платформы для оптимизации дизайна отборов жидкости и закачки воды в скважинах, инжиниринга процесса управления разработкой залежей углеводородов на основе интеллектуальных решений в концепции цифрового месторождения.

Инновационный план разви-

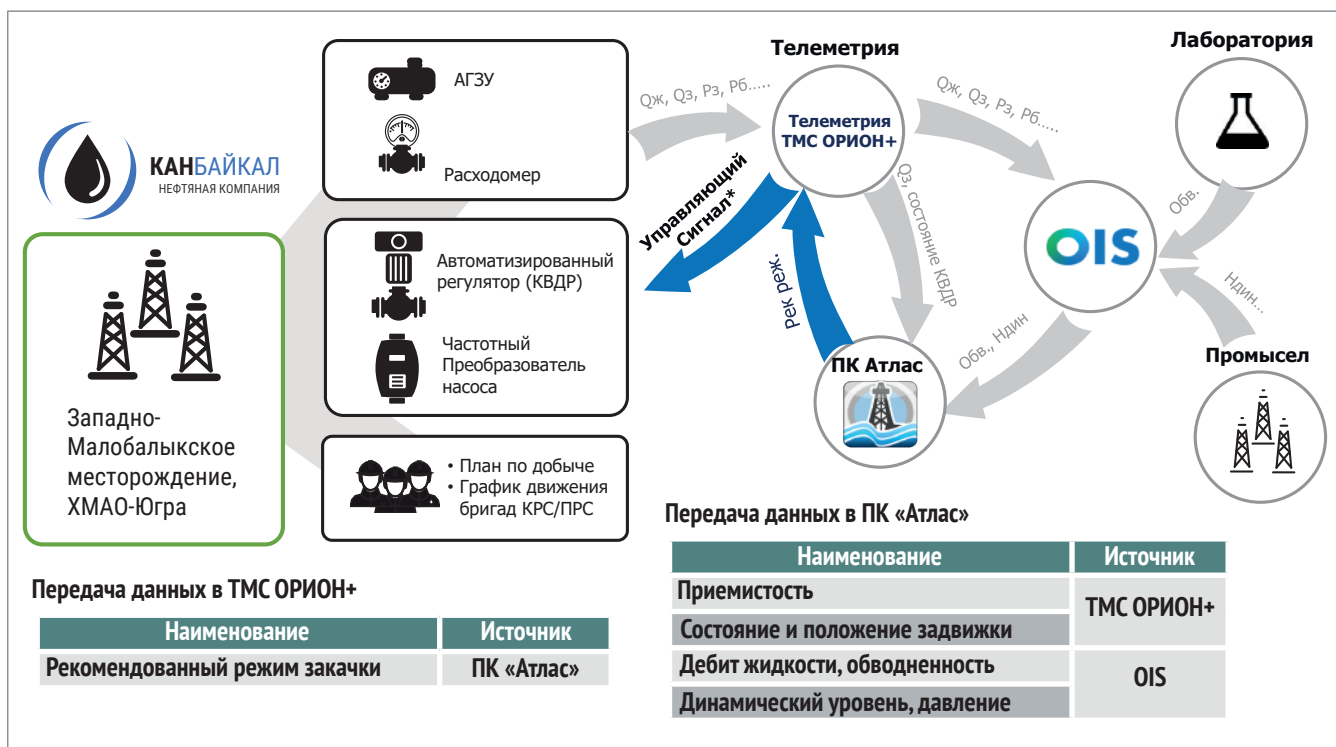


Рис. 11. Клапан высокого давления дистанционно регулируемый

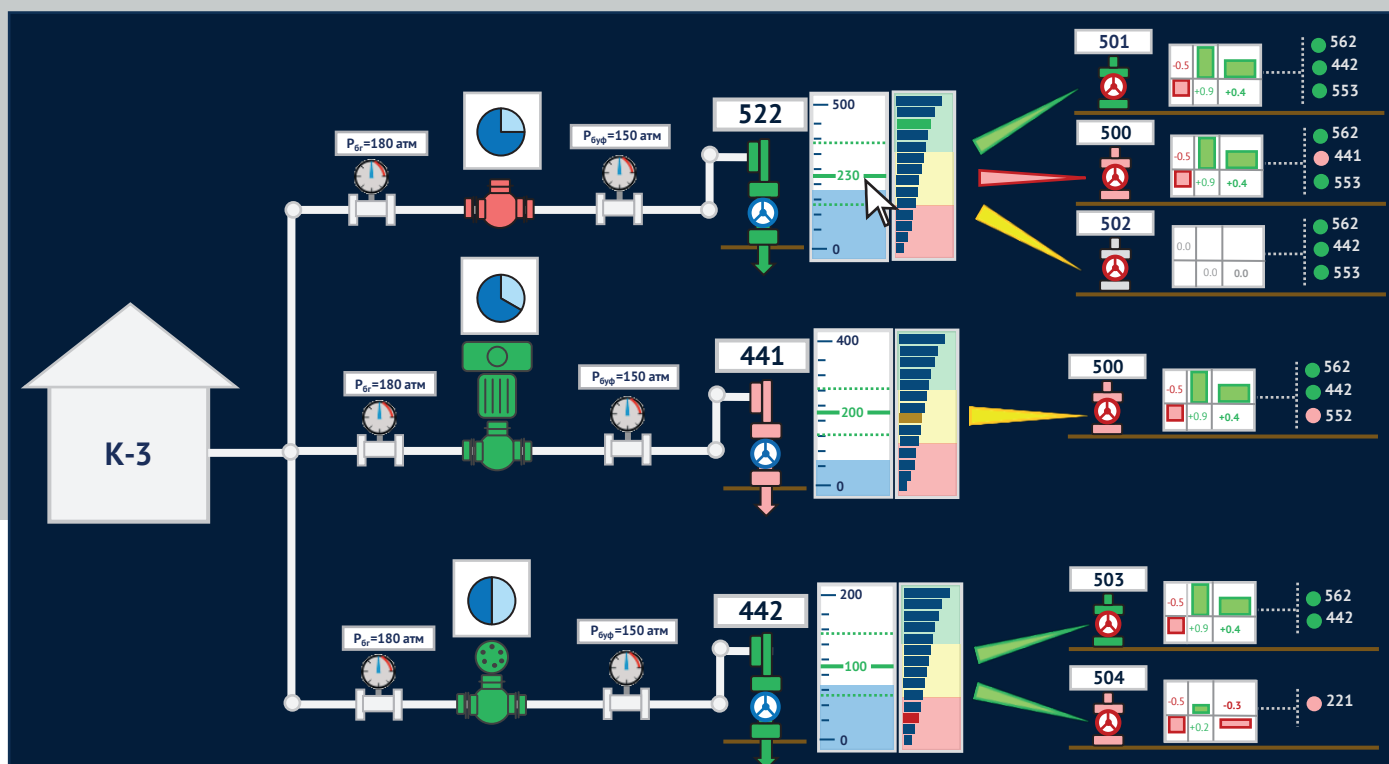


Рис. 12. Интерфейс управляющего модуля ПК «Атлас».

тия активно прорабатывался сотрудниками ООО «ТИНГ» в тесной кооперации со специалистами ООО «КанБайкал», ООО «АСУ-Югория». Итоги работ демонстрируют интеграцию функциональных решений на платформе ПК «Атлас» по удаленному управлению режимами нагнетательных скважин в алгоритмах нейросетевой оптимизации закачки воды.

Интерфейс управляющего модуля программного комплекса «Атлас» демонстрирует синематику команд и атрибуты взаимодействия процессов (рис. 12):

- Показатели работы нагнетательных скважин: давление на блоке гребенки, давление на устье, текущая приемистость;

- Оптимальная приемистость, рассчитанная в алгоритмах прокси-модели;

- Характеристики и параметры работы оборудования: тип устройства, его исправность, диаметр проходного отверстия, положение задвижки;

- Кластеры скважин, индикаторы эффективности, характер допустимых и не санкционированных отклонений.

Комплексное обновление промыслового оборудования и формирование цифровой

экосистемы позволит сократить время вывода нагнетательных скважин с 3-5 дней до нескольких часов или даже минут, что благоприятно скажется на показателях добычи нефти.

Текущий статус работ в своем завершении предполагает создание на основе технологий машинного обучения единой информационной и вычислительной платформы для оптимизации дизайна отборов жидкости и закачки воды: *телеметрические системы при выявлении отклонений, на основе регистрации измерений и обработки входных данных, без участия человека определяют возможные потери и формируют набор команд на управляющее устройство с целью восстановления оптимальных темпов закачки воды (рис. 13).*

Вывод

На Западно-Малобалыкском месторождении компания ООО «КанБайкал» реализует программу цифровой трансформации производственных процессов, основанную на интеграции нейросетевых технологий управления режимами скважин, комплекса аппаратных, технических и программных

средств, базовые компоненты которой:

- масштабируемость решений;

- автоматическое оповещение;

- управление потерями в добыче;

- снижение рисков, обусловленных управленческими решениями;

- упреждающее предупреждение о возможных потерях и возможность вести процесс более стабильно и безопасно вблизи оптимальной точки области технологических ограничений;

- обеспечивают конкурентные преимущества в условиях неопределенностей, обусловленных глобальными изменениями в энергетическом секторе экономики.

Инновационный характер технологии нового поколения управления производством на «зрелых» месторождениях обуславливается:

- уникальными алгоритмами решения оптимизационной задачи по максимизации добычи нефти и минимизации операционных затрат;

- сопряжением режимов работы нагнетательных и добывающих скважин в элементах

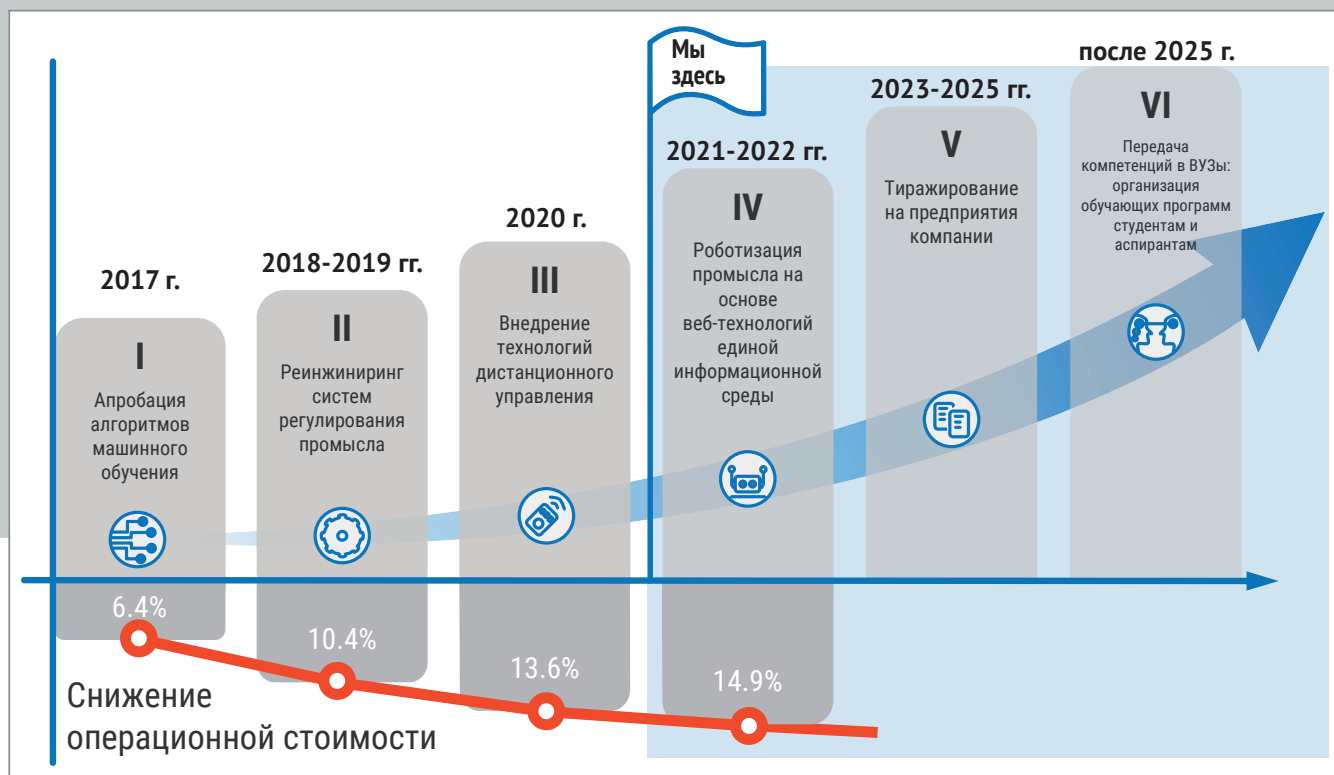


Рис. 13. Этапы цифровой трансформации производственных процессов.

разработки соответственно оптимальным условиям производства;

- унификацией требований по составу и очередности задач реинжиниринга объектов поверхностного обустройства соответственно глобальной задаче производства;
- формализованными реше-

ниями при оценке эффективности технологий и планировании ГТМ на скважинах согласно условиям обеспечения оптимальных режимов на скважинах;

- структурными решениями по организации проектного офиса по управлению добычей;
- особым порядком админи-

стрирования и обучения специалистов;

- автоматизацией процессов анализа, планирования и контроля управления добычей;
- успешными практиками.

Литература

1. Березина А.А., Череповицин А.Е. Экономическая концепция нефтегазового «интеллектуального» месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 14–15.

2. Дунаев В.Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: ЦентрЛИТНефтеГаз, 2008.

3. Архитектура цифровых решений управления режимами эксплуатации скважин в задачах эффективной разработки зрелых месторождений нефти / Л.С. Бриллиант, М.Р. Дулкарнаев, М.Ю. Данько, А.О. Елишева, О.В. Цинкевич // Недропользование XXI век. – 2020. – № 4. – С. 98–107.

4. Гарифуллин А.Р., Сливка П.И. Система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа – интеллектуальные скважины // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 12.

5. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте БС8 Западно-Малобалькского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Д.В. Горбунова, Е.А. Симаков // Neftegaz.ru. – 2019. – № 9. – С. 92–98.

6. Еремин Н.А. Камни преткновения на пути развития нефтегазового инжиниринга // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 9.

7. Управление заводнением нефтяных месторождений на основе прокси-моделирования / А.А. Потрясов, М.Р. Мазитов, С.С. Никифоров, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, А.А. Клочков, А.И. Комягин // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 12.

8. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к управлению заводнением нефтяного месторождения // Нефть.

Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 66–72.

9. 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») / С.В. Арефьев, Р.Р. Юнусов, А.С. Валеев, А.Н. Корниенко, М.Р. Дулкарнаев, Д.В. Лабутин, Л.С. Бриллиант, М.Ф. Печеркин, Д.А. Кокорин, Д.В. Грандов, А.И. Комягин // Недропользование XXI век. – № 6. – 2017. – С. 60–82.

10. Сургучев М.Л. Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. – С. 52–57.

11. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8 Западно-Малобалькского месторождения / Л.С. Бриллиант, Д.В. Горбунова, А.С. Завьялов, Е.А. Симаков, Д.А. Рябец, В.В. Бескурский // Neftegaz.ru. – 2020. – № 2. С. 52–57.

12. Рудинский И.Д. Нейронные сети для обработки информации. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 344 с.

13. Matthias Heilmann (Baker Hughes), Guest Editorial: Putting the Power Into Empowerment To Drive Digitalization // Journal of Petroleum, SPE-0818-0014-JPT, Publisher-Society of Petroleum.