ДОКЛАД

Концепт управления газовым промыслом с применением методов машинного обучения

Михаил Данько

Искусственный интеллект
в нефтегазовой отрасли

ТИНГ

Тюменский институт
нефти и газа

Газовое месторождение | Искусственная нейронная сеть | Машинное обучение | Прокси-модель | Цифровой двойник | Градиентный спуск | Оптимизация добычи | Увеличение добычи конденсата | Снижение рисков

Нейронные сети для управления разработкой газового месторождения

Оптимизация давления для многопластовых месторождений

СПГ-2 разрабатывают
60 пластов единым фильтром

Газ из разных пластов имеет разную температуру, необходима оптимизация дебитов для достижения оптимальной температуры и расхода

Необходима оптимизация гидродинамических сопротивлений на каждом участке УКПГ

Сейчас эта задача решается на интегрированной ГДМ, но она эффективна только для маленьких месторождений где можно просчитать достаточное количество вариантов для решения оптимизационной задачи с учетом меняющихся входных давлений по скважинам.

Оптимизация температуры и скорости потока

Эффективность сепарации и выход конденсата зависит от температуры газа на входе в УКПГ, температура зависит от дебита и теплоизоляции, чем выше дебит тем ниже температура (дроссель эффект), но чем ниже температура тем выше вероятность образования газовых гидратов (модель ограничений)

Оптимизация компонентного состава добываемого газа на входе в УКПГ

Каждый УКПГ рассчитан на определенный состав газа при котором он работает максимально эффективно, при этом состав зависит от множества параметров и может меняться в процессе разработки, регулировка параметров (отборы по скважинам из определенных частей месторождения) может повысить экономическую составляющую проекта. В настоящий момент эта задача не решена.

Конкурентное окружение

На текущий момент тематика проработана достаточно хорошо и внедряется на реальных месторождениях в крупных компаниях

АО «НПП «Бурсервис» (бывший Halliburton)

Автоматизация и управление газовым промыслом

Наиболее проработанное ПО с возможностью дистанционного мониторинга и управления, широко применяется в т.ч в Новатэк

ООО «ТННЦ»

Цифровой двойник газового промысла

Апробирован на Береговом месторождении.
https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.230-242

Разработка ПО завершена, находится на стадии широкого внедрения

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Находится на стадии ОПИ

https://vniigaz.gazprom.ru/d/textpage/17/791/tekst-avtoreferata.pdf

Цели и задачи работы

Цифровой двойник — цифровая модель месторождения, объединяющая элементы системы «пласт-скважина-система сбора» и изменяющаяся в реальном времени по фактическим данным со скважин и системы сбора транспорта и подготовки

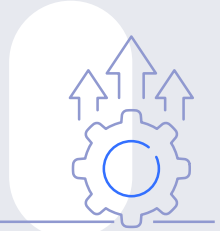
Основной целью создания цифрового двойника месторождения является увеличение предсказательной способности и, как следствие — **повышение эффективности принятия решений**

01 Создать систему предиктивной аналитики в реальном времени для реагирования на «тревожные сигналы» с целью **исключения влияния геолого-технических рисков** на стабильную и непрерывную добычу

02 **Создание и калибровка «виртуальных датчиков»** обводненности, выноса песка, гидратообразования и пр.

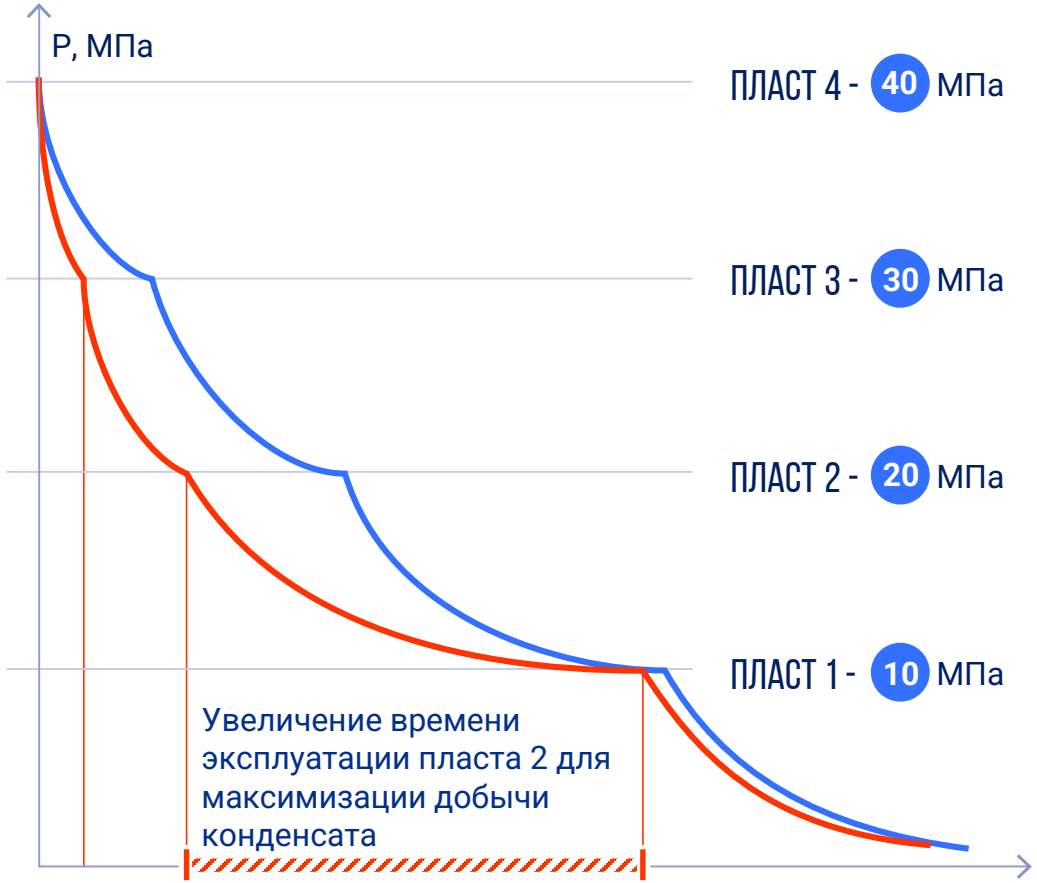
03 **Автоматизация адаптации и валидации моделей** на фактическое состояние скважин и поверхностной инфраструктуры.

04 **Повышение эффективности принятия решений** по регулированию депрессий, в.т.ч по отдельным интервалам многозабойной скважины



Оптимизация режимов эксплуатации для многопластового месторождения

ПЛАСТ 4	P_0=40 МПа Конденсат =15 г/м^3
ПЛАСТ 3	P_0=30 МПа Конденсат =50 г/м^3
ПЛАСТ 2	P_0=20 МПа Конденсат =200 г/м^3
ПЛАСТ 1	P_0=10 МПа Конденсат =100 г/м^3



Вариант режимов 1
Продление «полки» добычи газа

Вариант режимов 2
Увеличение накопленной добычи конденсата

Необходима стратегия оптимального ввода скважин и поддержания режимов эксплуатации для достижения оптимума по добыче газа/конденсата

Концепция управления газовым промыслом на основе алгоритмов машинного обучения

Исходные данные

Промысловые показатели:

- Дебит газа
- Дебит воды
- Дебит конденсата
- Дебиты компонент
- Забойные и устьевые давления
- Пескопроявление

Модель осложнений

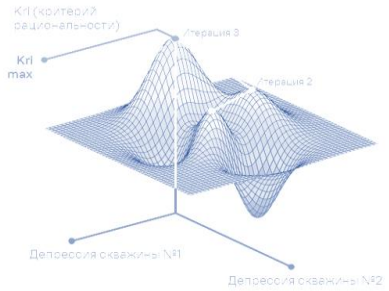
Предиктивная аналитика обводнения

Модель выноса песка

Обучение прокси-модели

Многомерные **функциональные зависимости** показателей эксплуатации скважин от **управляющих параметров**

Решение оптимизационной задачи



Ограничения по скорости потока и устьевому/забойному давлению

Дифференциальная модель ограничений

Минимальная скорость выноса капельной жидкости
Максимальная депрессия не приводящая к началу пескопроявления

Интегральная модель ограничений

Инфраструктурные ограничения

Интегрированная ГДМ

Верификация результатов и комплексирование решений прокси-моделирования с расчетами на интегрированной ГДМ

Реализация режимов

Дистанционное управление газовым промыслом

Телеметрия

Виртуальный расходомер

Обратное распределение и верификация добычи, распределение компонентов

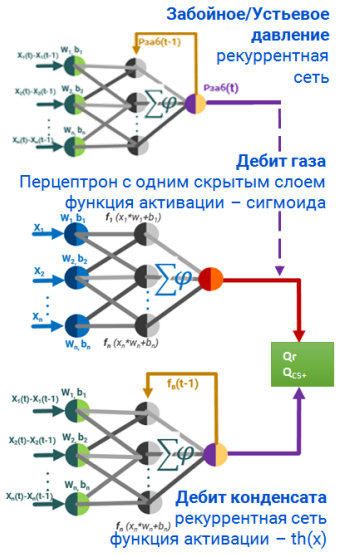
Фаза 1

Фаза 2

Фаза 3

Нейронные сети для управления разработкой газового месторождения

Искусственный интеллект для оптимизации добычи (на основе рекуррентной нейронной сети)



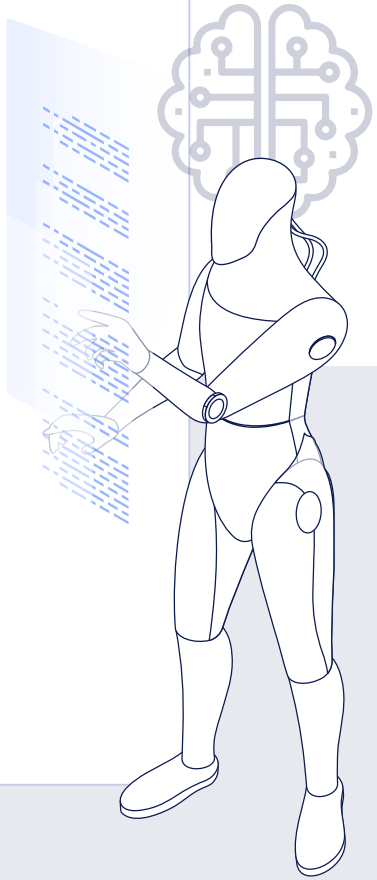
Месторождение

- Максимизация добычи конденсата
- Минимизация пластовых потерь конденсата
- Борьба с пескопроявлениями
- Снижение доли воды в газовом потоке
- Предотвращение самоглушения
- Продление «полки» добычи газа
- Предотвращение гидратообразования
- Контроль и регулирование компонентного состава на входе в УКПГ

Результат

Рутинные процессы

- Контроль и индикация
- Измерение технологических параметров
- Регулирование режимов



Концепт расчета

01

02

03

04

Расчет пластового давления

по формуле Михайловского:
Рпл=F(t, Cij, fΩ)

$$\bar{P}_i(t) = \frac{-\frac{f\Omega_i}{z(\bar{P}_i(t))} + \sqrt{\left(\frac{f\Omega_i}{z(\bar{P}_i(t))}\right)^2 + 4\sum_{j=1}^{m}\left(q_i + f\Omega_i \frac{\bar{P}_i(t-\Delta t)}{z(\bar{P}_i(t-\Delta t))} + \sum_{j=1}^{m} \bar{P}_i^{\,2} C_{i,j}\right)}}{2\sum_{j=1}^{m} C_{i,j}}$$

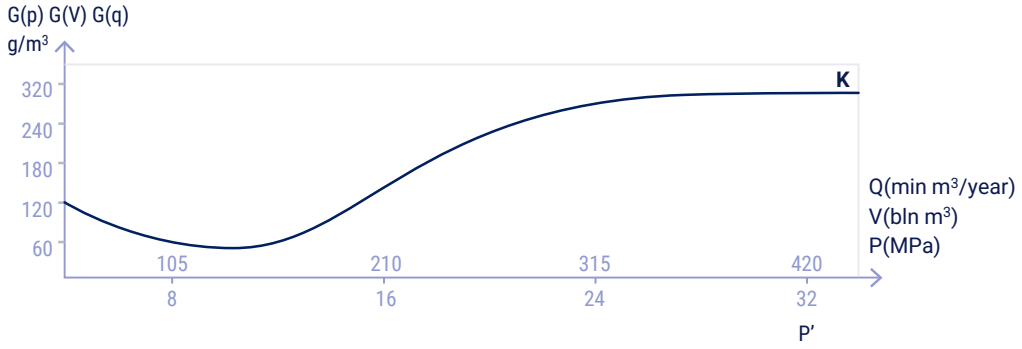
Расчет дебитов газа и забойного давления

Применяются прокси-модель в виде двучленного уравнения установившейся фильтрации и метод последовательной смены стационарных состояний (МПССС).

$$\left(P_{c.k}^2 - \bar{P}_i^{\,2}\right) = A_k|q_k| + B_k q_k^2$$

Расчет дебитов конденсата

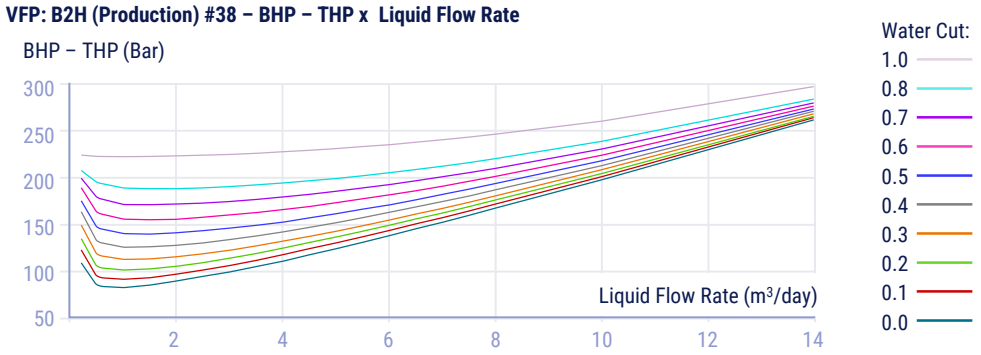
Qсн5 = F(Pit, qk)



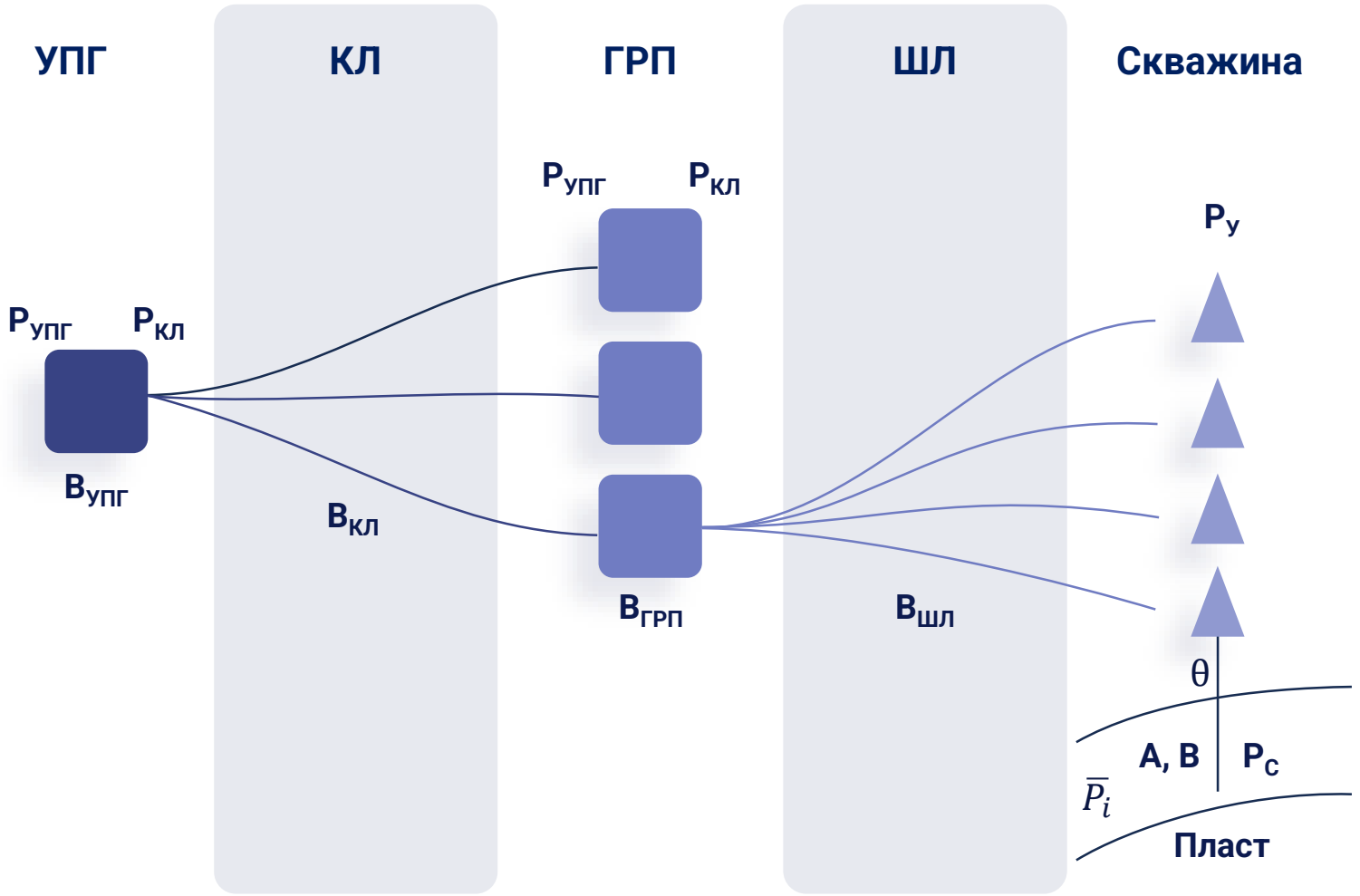
Расчет устьевого давления

(параметр регулирования)

Моделирование скважин методами машинного обучения для задач интегрированного моделирования (Рустьевое = F(Рзаб,Qг,Qсн5)



Концепт расчета (поверхность)



$$\pm\left(P_{c.k}^2 - \overline{P}_i^{\,2}\right) = A_k|q_k| + B_k q_k^2$$

$$\pm\left(P_{y.k}^2 (e^s)^2 - P_{y.k}^2\right) = \theta_k q_k^2$$

$$\pm\left(P_{\text{шл}.k}^2 - P_{y.k}^2\right) = B_{\text{шл}.k} q_k^2$$

$$\pm\left(P_{\text{ГРП}}^2 - P_{y.k}^2\right) = B_{\text{ГРП}.k} q_k^2$$

$$\pm\left(P_{\text{КЛ}}^2 - P_{\text{ГРП}}^2\right) = B_{\text{КЛ}} q_{\text{КЛ}}^2$$

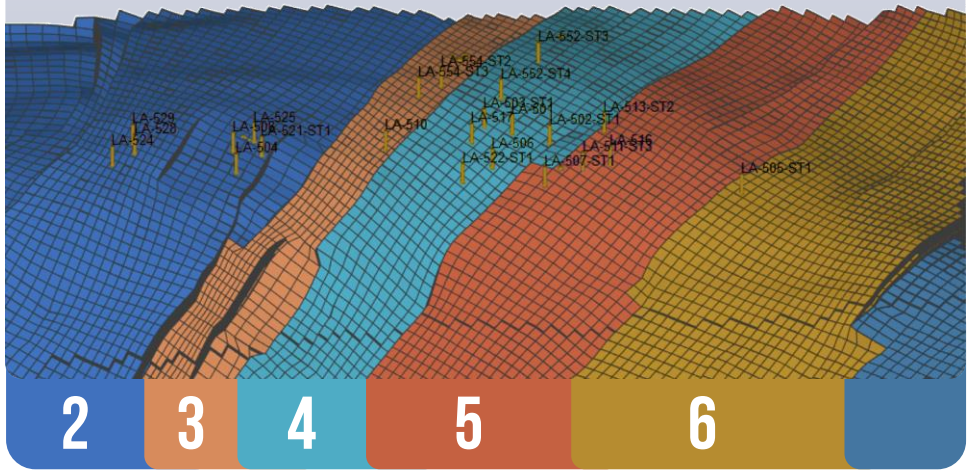
$$\pm\left(P_{\text{УПГ}}^2 - P_{\text{КЛ}}^2\right) = B_{\text{УПГ}} q_{\text{ПХГ}}^2$$

$$\pm\left(P_{\text{МГ}}^2 - P_{\text{СГ}}^2\right) = B_{\text{СГ}} q_{\text{ПХГ}}^2$$

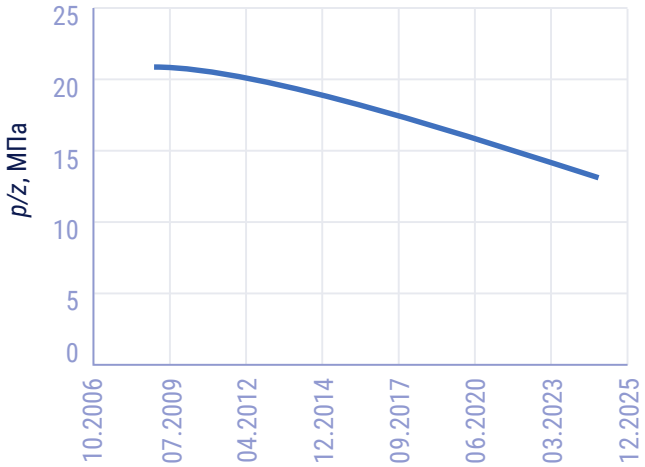
Объект исследования

Основная газоконденсатная залежь находится в пределах пяти блоков (2-6) и составляет по объему приблизительно 95% от запасов газа и конденсата месторождения

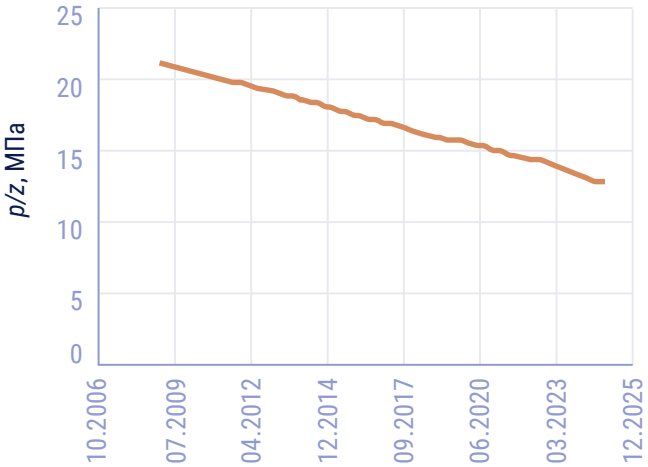
На 01.01.2023 на месторождении в пределах блоков 2-6 пробурено 6 поисково-разведочных скважин, специальная ЛУН-8 и 21 эксплуатационная газовая скважина



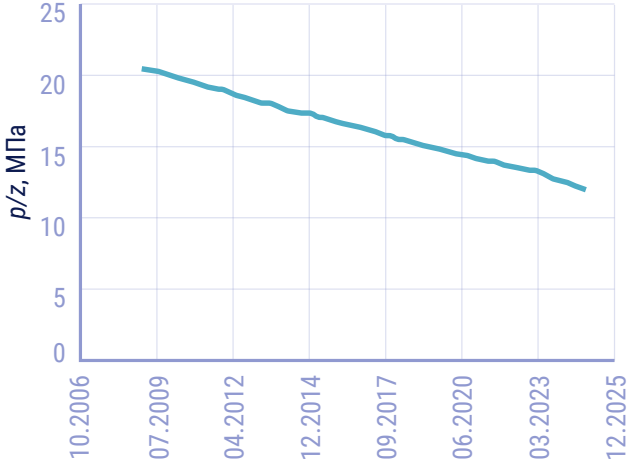
БЛОК **2**



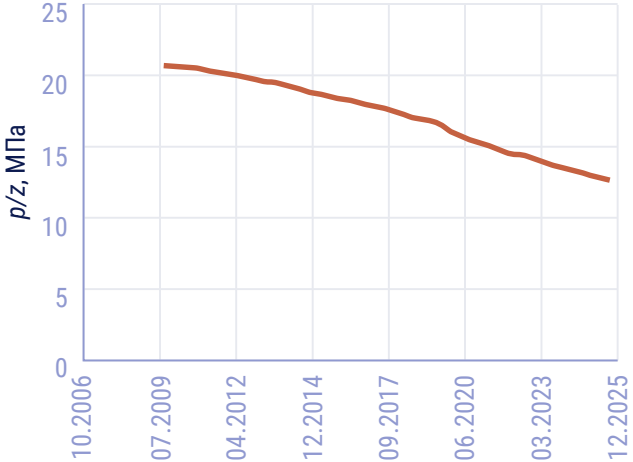
БЛОК **3**



БЛОК **4**

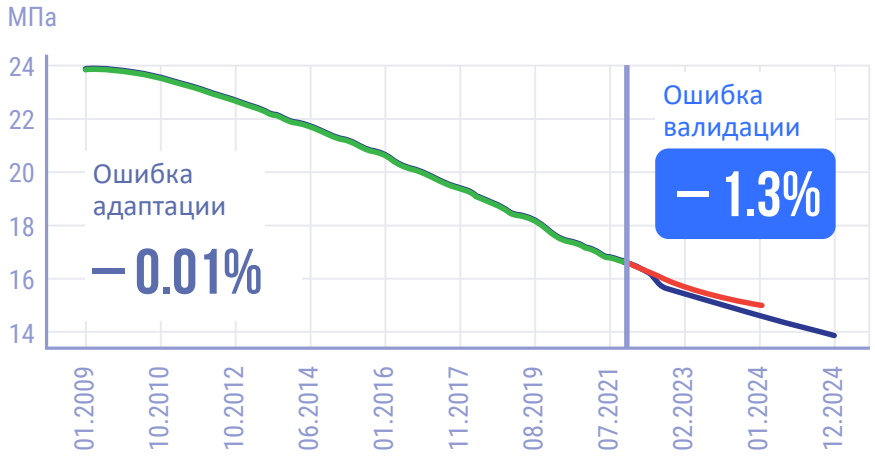


БЛОК **5+6**

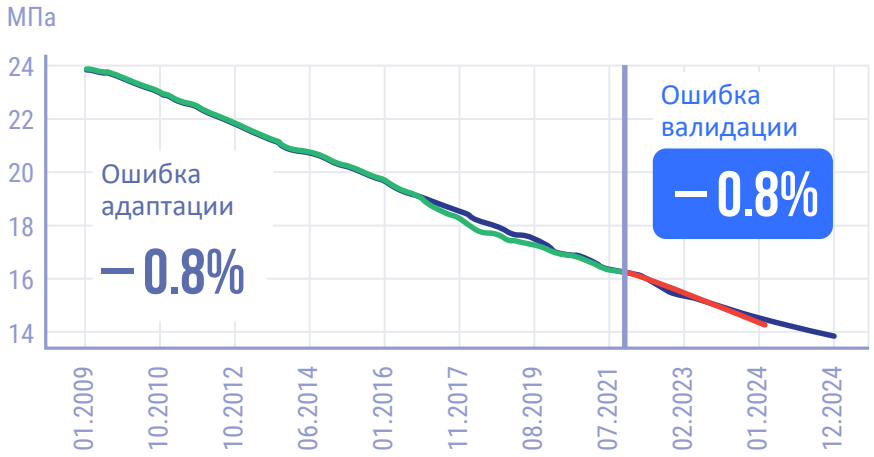


Валидация модели, результаты

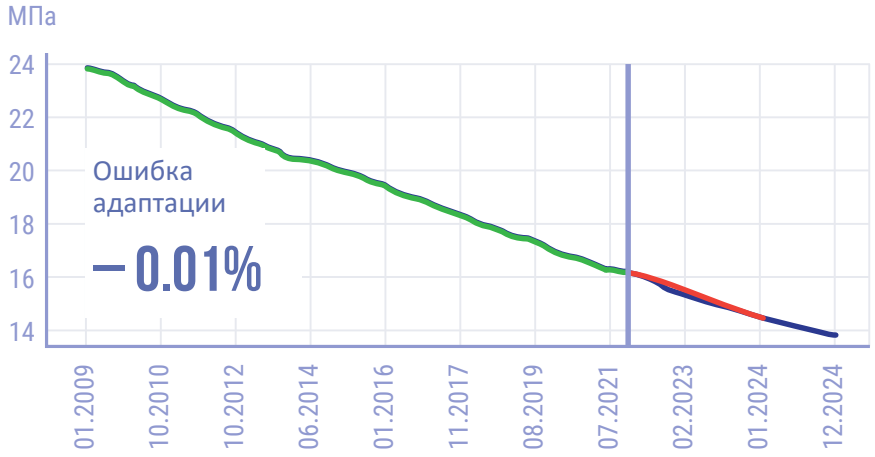
БЛОК **2**



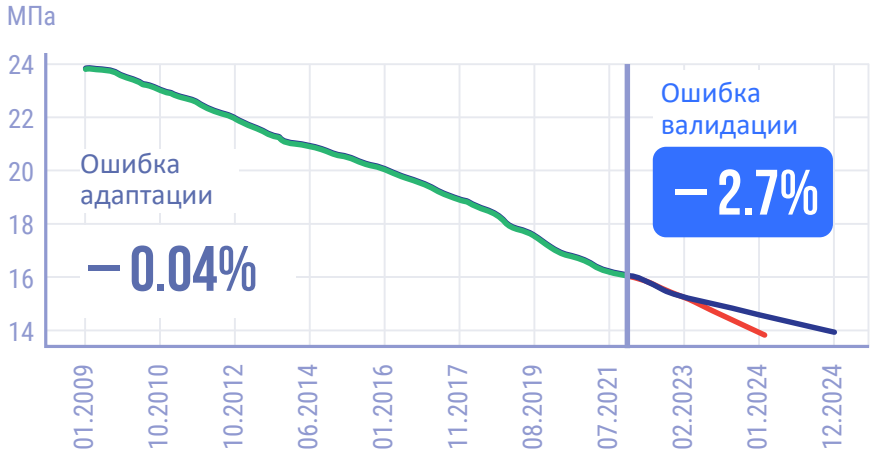
БЛОК **3**



БЛОК **4**



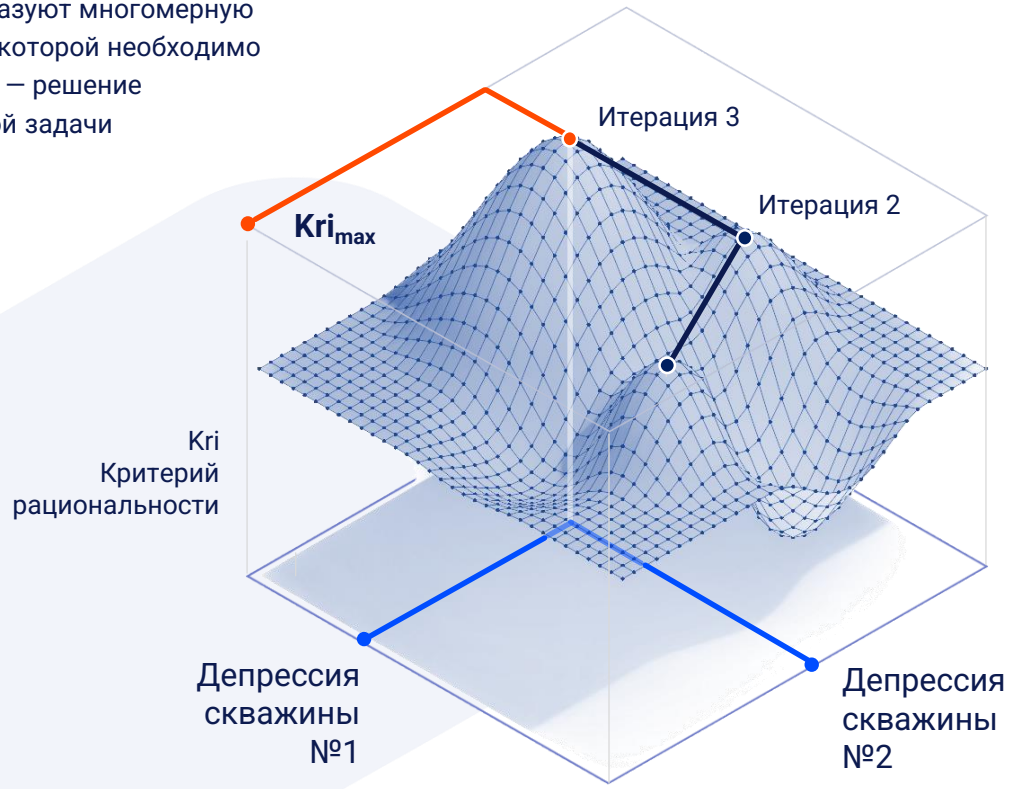
БЛОК **5+6**



Обоснование рациональной разработки на основе интегрированного критерия

Какой параметр применять для оптимизации?

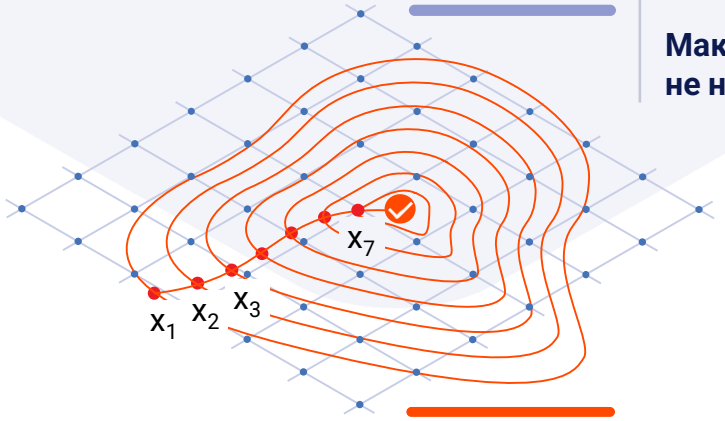
Все расчеты образуют многомерную поверхность, на которой необходимо найти максимум — решение оптимизационной задачи



Простой перебор

49 расчетов

Максимум не найден



Градиентный спуск

8 итераций

Максимум найден

Задачу поиска максимума дебита конденсата от режимов работы можно визуализировать для одной и двух скважин, но в нашей задаче **количество измерений равняется количеству скважин**. Размерность задачи - 46, что приводит к необходимости проведения **тысяч расчетов, но время можно сократить, особенно если проанализировать данные ГКИ**

Обоснование рациональной разработки на основе интегрированного критерия

В качестве одного из направлений обеспечения рациональной разработки газоконденсатных залежей является **оптимизация режимов работы скважин** в рамках реализуемого варианта разработки

Для оптимизации режимов работы скважин был разработан **многофакторный безразмерный критерий**, с использованием которого может быть проведено сравнение множества вариантов режимов работы скважин для выбора оптимально сценария изменения давления в залежи и обеспечения рационального использования пластовой энергии

$$K_{ri} = K_1 \cdot \frac{Q_{\text{г}}}{Q_{\text{Гбаз}}} + K_2 \frac{Q_{C5+}}{Q_{\text{баз C5+}}} + K_3 \frac{\sum_{t=t_0}^{N}(q_{\text{г}t} \cdot D_g^{\,t-t_0})}{\sum_{t=t_0}^{N_b}(q_{\text{г}bt} \cdot D_g^{\,t-t_0})} + K_4 \frac{\sum_{t=t_0}^{N}(q_{C5t} \cdot D_{c5}^{\,t-t_0})}{\sum_{t=t_0}^{N_b}(q_{C5bt} \cdot D_{c5}^{\,t-t_0})}$$

K_{ri} - интегрированный критерий оптимизации

$K_{1,2,3,4}$ - весовые коэффициенты

$Q_г$ - накопленная добыча газа

$Qг_{баз}$ - накопленная добыча газа базового варианта

Q_{c5} - накопленная добыча конденсата

$Qбаз_{c5}$ - накопленная добыча конденсата базового варианта

t - текущее время разработки (лет)

t_0 - время начала оптимизации (лет)

q_{C5bt} - добыча конденсата в базовом (оптимизируемом) варианте разработки

N - количество лет разработки

N_b - количество лет разработки базового варианта

q_{rt} - добыча газа

D_g - коэффициент дисконтирования добычи газа

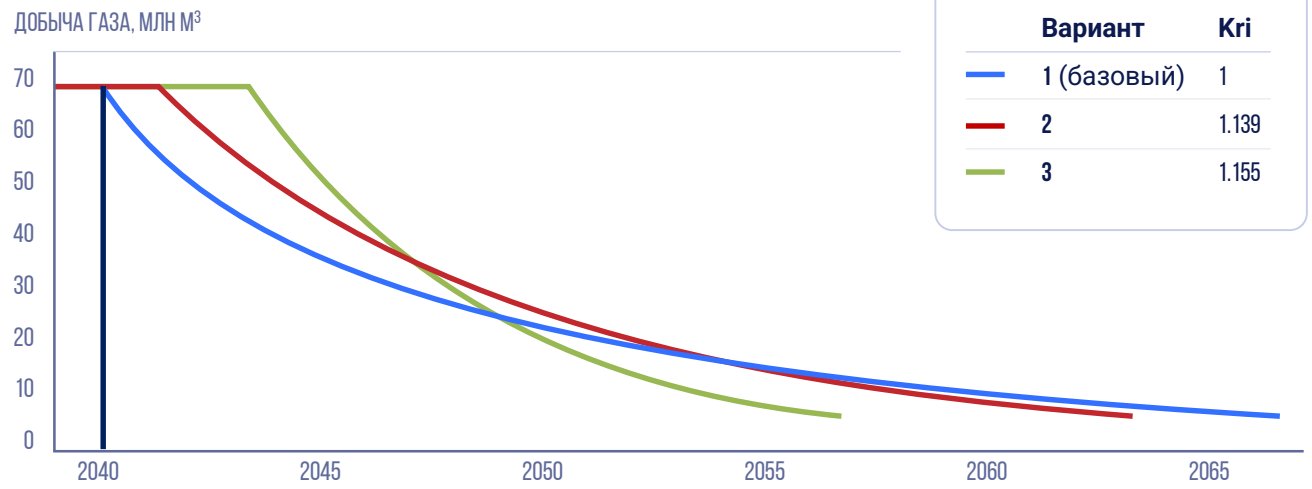
q_{C5t} - добыча конденсата

D_{c5} - коэффициент дисконтирования добычи конденсата

$q_{Гbt}$ - добыча газа в базовом (оптимизируемом) варианте разработки

Пример применения критерия рациональной разработки

Возможность использования критерия рациональной разработки демонстрируется с использованием модели газоконденсатного месторождения. Начало оптимизации — 2040 год в момент падения «полки» по базовому варианту



Было рассчитано три варианта:	1 Базовый	2 Увеличение накопленной добычи Полка продлена на год Меньшие темп падения	3 Накопленная добыча снижается Полка продлена три года Большие темпы падения
Накопленная добыча, млн. м³	1006	1049	994
Kri	1	1.139	1.155

K_1 и K_3

Направлены на достижение КИГ и оптимизацию профиля добычи газа относительно базового варианта.

Оба коэффициента приняты равными **0.45** исходя из принципа достижения возможных величин КИГ при максимальной экономической эффективности разработки месторождения.

K_2 и K_4

Направлены на за достижение КИК и оптимизацию профиля добычи конденсата относительно базового варианта.

Оба коэффициента приняты равными **0.05** исходя из взаимосвязи величин КИК и КИГ и существенном уменьшении потенциального содержания С5+ в пластовом газе относительно начального значения.

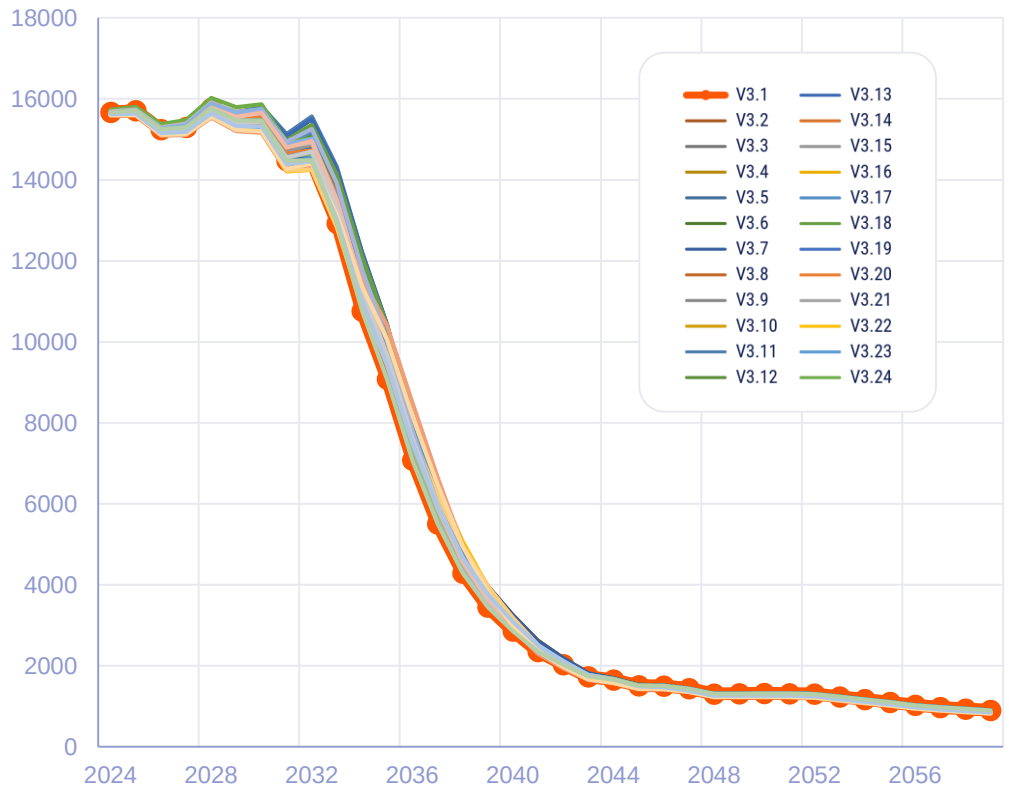
D_g и D_{c5+}

Коэффициенты дисконтирования добычи газа и конденсата, приняты равными **0.8** по экономическим соображениям

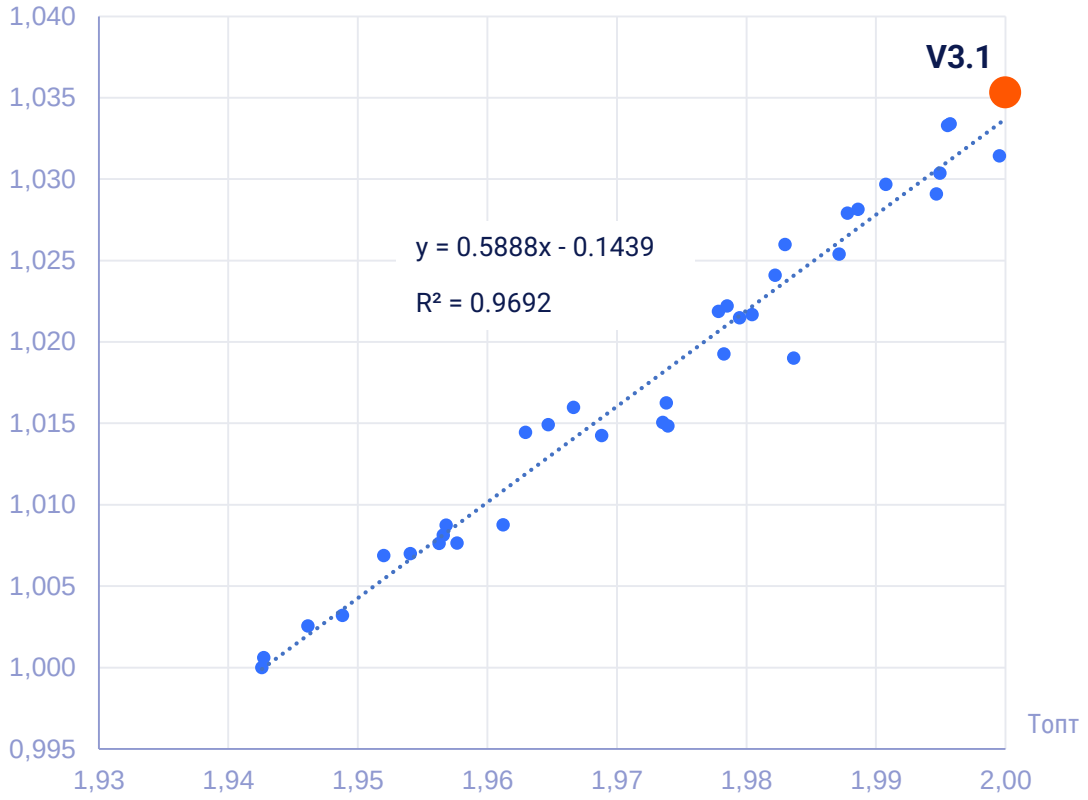
Таким образом, на основе критерия рациональной разработки (Kri) был определен наиболее рациональный вариант оптимизации режимов работы скважин

Пример применения критерия рациональной разработки на реальном месторождении

Добыча газа, млн.м^3/год



Интегрированный критерий Kr, д.ед



Модель осложнений и предиктивная аналитика

Модель данных

Фактические данные
и синтетические данные

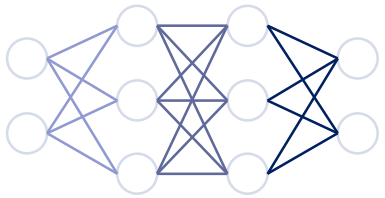
Вынос песка

Конус воды

Гидрат

и т.д.

Модель ИНС



Характеристическая функция работы

Ω – Функция, формируется нейронной сетью на основе анализа совокупности промысловых параметров эксплуатации

Вероятность осложнения

Временной интервал между критическим значением, который алгоритм МО определил, как осложнение $t_{пс}$

Сигнал о скором отказе

Инженерно-техническая служба промысла

Формирование программы профилактических мероприятий

Профилактические мероприятия

Фазы реализации технологии цифрового двойника

ЭТАП 1

Выбор полигона

Выбор полигона, формулирование проблем оптимизации, анализ исходных данных

ЭТАП 2

Формулирование проблемы

Разработка согласование и тестирование метрики оптимизации

ЭТАП 3

Создание ПО

Работы по созданию цифрового двойника можно разделить на фазы

ФАЗА 1

Прокси-моделирование

Компонент Определение пространства оптимизации и регулирования, создание локальных и глобальных моделей ограничения, создание прокси-модели, решение оптимизационной задачи

Результат Оптимальные параметры пространства регулирования (депрессии, режимы эксплуатации и т.д)

ФАЗА 2

Модель осложнений и виртуальный расходомер

Компонент Система предиктивной аналитики осложнений, повышение качества данных для прокси-модели при обратном распространении добычи

Результат Распределение добычи воды/компонент по каждой скважине в любой момент времени и система диагностики осложнений

ФАЗА 3

Интегрированное моделирование

Компонент Интегрированная ГДМ для комплексирования режимов полученных на фазе 1 с элементами обустройства

Результат Система авто-адаптации интегрированной модели в.т.ч на основе решений из фазы 1 и данных по каждой скважине из фазы 2. комплексного прогноз с учетом алгоритмов машинного обучения и «классических» ГДМ.

Выводы

Цифровизация нефтяной и газовой отрасли продолжается и имеет **большой потенциал**

Искусственный интеллект и прокси-модели необходимы там, где нужно анализировать большое количество вариантов распределения управляющих параметров.

Газовое месторождение, управляемое при помощи оптимизационных алгоритмов и ИНС, имеет **существенное преимущество**, перед ручным управлением.

Спасибо за внимание!

Михаил Данько

Искусственный интеллект
в нефтегазовой отрасли

ТИНГ
Тюменский институт
нефти и газа

Газовое месторождение | Искусственная нейронная сеть | Машинное обучение | Прокси-модель | Цифровой двойник | Градиентный спуск | Оптимизация добычи | Увеличение добычи конденсата | Снижение рисков