

ТУЗ. Технология управления заводнением с применением методов машинного обучения

Фарид Салимов

Директор по цифровым технологиям
в геологии и нефтегазодобыче

ALMA

ALMA SERVICES COMPANY

Группа ALMA — надёжный партнёр
нефтегазовых и нефтесервисных компаний
в РФ и за рубежом.

Самостоятельно разрабатываем программное
обеспечение

Используем технологии искусственного интеллекта
и машинного обучения

Оказываем консалтинговые и сервисные услуги
(IT, производственные и управленческие)

2017

Год основания
компании



200+

Сотрудников
в штате компаний



35+

Реализованных
проектов

alma@almaservices.ru

+7 (966) 050-49-56

Консалтинговые проекты

- Управленческие
- Производственные
- IT-проекты



Инжиниринг/заказные разработки и IT-интеграция

- Pre-FEED, FEED
- ТУЗ — технология управления заводнением
- Снижение геологических рисков
- КТК — компьютерные тренажерные комплексы



Управление проектами

- PMC- Управление проектами
- Генеральный подрядчик по автоматизации и цифровизации (MAC)
- Интегрированное планирование



Автоматизированные системы оперативного диспетчерского управления (АСОДУ)

- ПО АЛПА (собственная разработка)
- Системная интеграция на базе продуктов партнеров



АЛМА СЕРВИСЕЗ КОМПАНИ

Бизнес-направления

Надежность оборудования

- ASTRA SMS (собственная разработка) контроль динамического оборудования
- VR и компьютерные тренажерные комплексы
- Центры удаленного мониторинга динамического оборудования



Управление технологическими процессами и компьютерное моделирование

- ТКРС и ТО (собственная разработка) автоматизация контроля ремонта скважин и транспортного обеспечения
- СУУТП — система усовершенствованного управления технологическим процессом
- Моделирование технологического процесса для разработки цифровых двойников производств или тренажеров операторов ТП



Управление жизненным циклом погружного оборудования

- Центры удаленного мониторинга погружного оборудования УЭЦН (установка электроцентробежного насоса)
- Семейство (экосистема) продуктов CycleOp - собственная разработка

Экосистема CycleOp

1. Модель работы скважины
2. Подбор основных механизированных способов добычи нефти и газа
3. Цифровой гарантийный паспорт
4. Детектор аномалий и предсказание отказов



Трудности, решаемые ТУЗ при разработке зрелых месторождений

01 Неоптимальный коэффициент полезного действия единицы закачиваемой воды



02 Неоптимальный коэффициент полезного действия единицы добываемой жидкости



03 Отсутствие оперативной обработки больших объёмов неструктурированных данных



04 Большое количество трудоёмких рутинных операций



05 Отсутствие инструмента формирования режимов нагнетательных скважин с учётом интерференции



06 Отсутствие единой методики оптимизации закачки при взаимовлиянии нескольких скважин и рисков обводнения



Возможности системы ТУЗ



Анализируется история ежесуточной работы скважин за 5 лет



Определяются коэффициенты взаимовлияния скважин, формируются участки с общей гидродинамикой



Для каждого участка создаётся и обучается своя нейросеть



Расчёт оптимальных режимов закачки с любым сценарием ограничения



При расчётах применяется функция минимизации обводнённости, максимизации добычи нефти

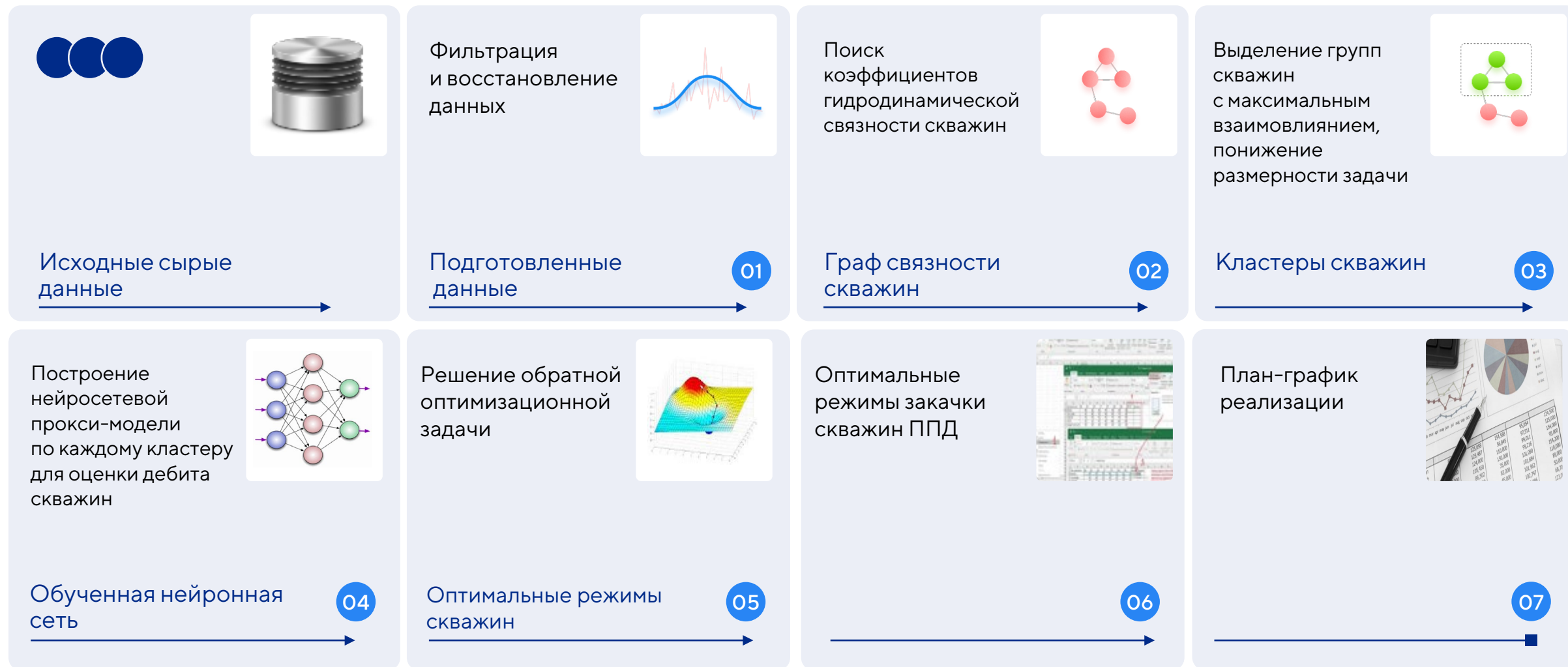


Снижение объёмов непроизводительной закачки без потерь добычи нефти

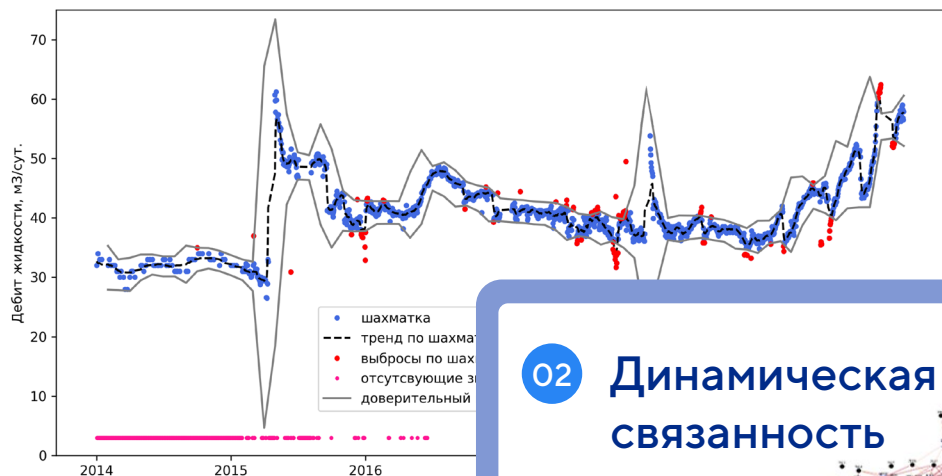


Оптимальное перераспределение текущей закачки с повышением добычи нефти

Схема работы алгоритмов



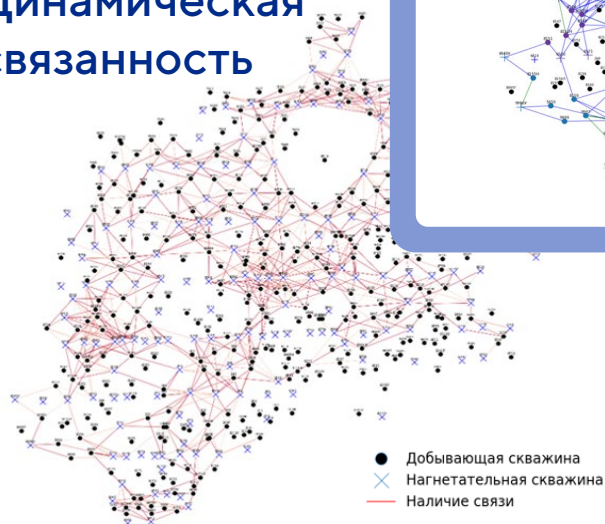
Архитектура расчётного ядра



01

Фильтрация
и восстановление
данных

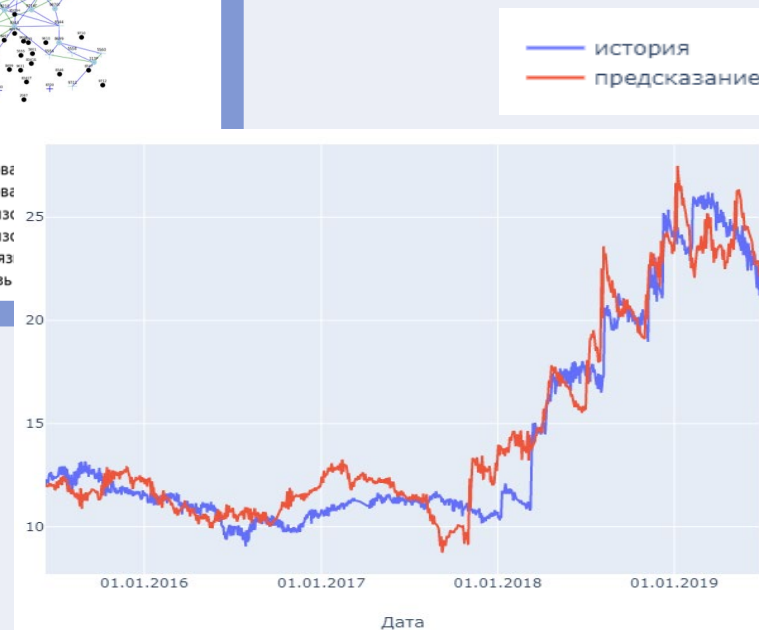
02 Динамическая
связанность



03 Кластеризация



04 Обучение
и адаптация
прокси-моделей

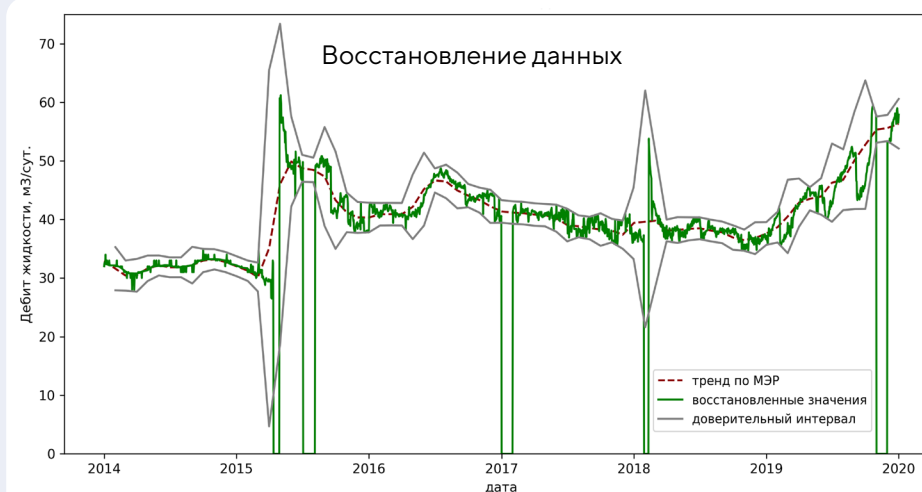
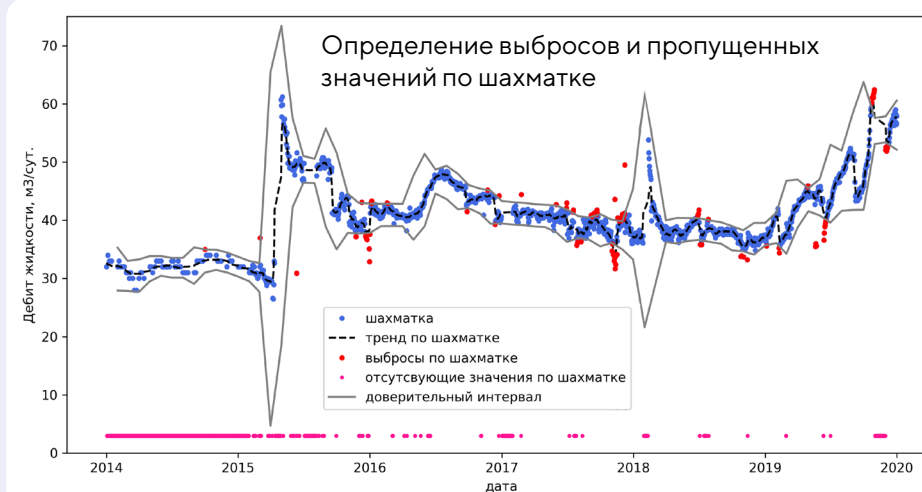


Фильтрация и восстановление данных

За выбранный период (не менее 5 лет)
на основе ежемесячных и ежедневных данных
получен непрерывный ряд для дебита жидкости,
дебита нефти и приемистости

- Ежемесячные данные – техрежим – используются для построения тренда данных и доверительного интервала
- Ежедневные данные – шахматка – используются для получения итогового ряда, а при отсутствии или выбросах заменяются на тренд
- Доверительный коридор зависит от степени изменчивости утверждённых технологических режимов

Пример восстановления данных для дебита жидкости



Коэффициенты динамической связности между скважинами

Определение коэффициентов динамической связности между скважинами

$$\dot{q}_i(t) = \sum_{k=1}^n a_{ik} q_k(t - t_{ik \text{ lag}1}) + \sum_{j=1}^m b_{ij} i_j(t - t_{ij \text{ lag}2}),$$

$q_i(t)$ — Дебит i -ой добывающей скважины в момент времени t

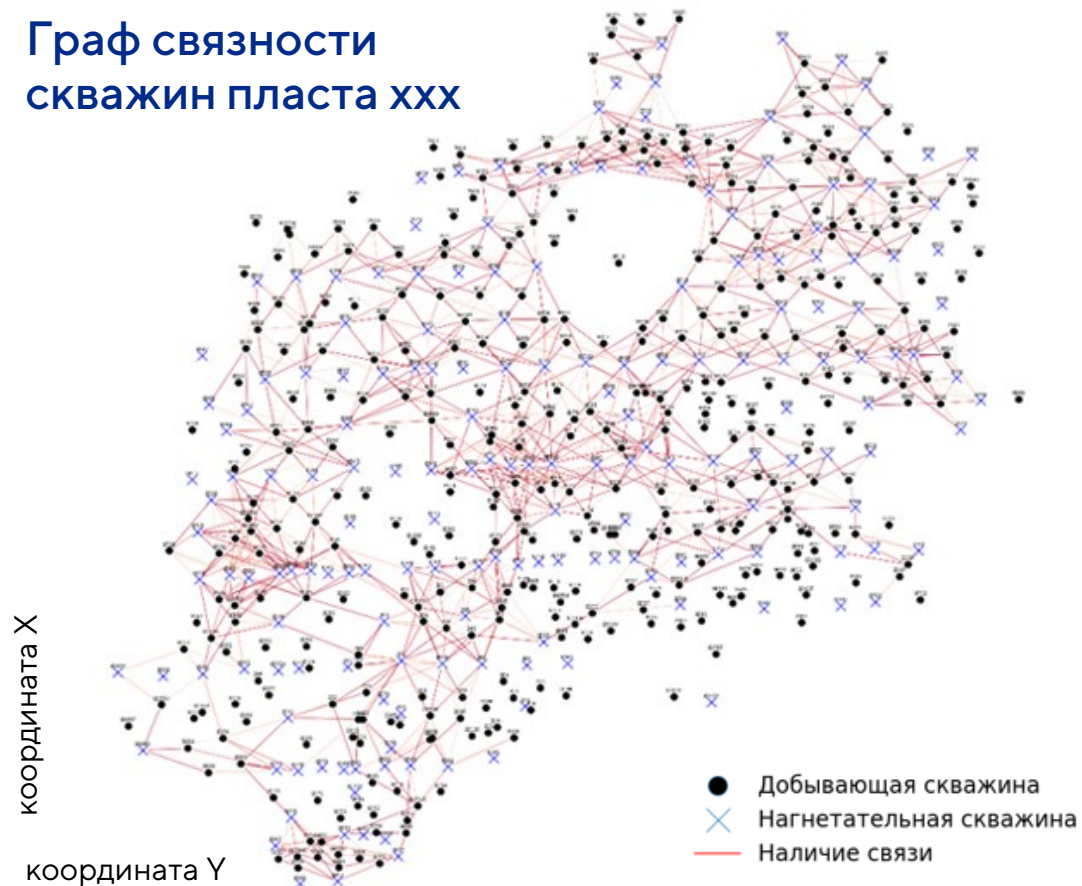
$q_k(t)$ — Дебит k добывающей скважины

$i_j(t)$ — Приемистость j нагнетающей скважины

$t_{ik \text{ lag}}$ — Время задержки передачи взаимодействия между скважинами, определяемое на основе динамики исторических промысловых данных
 $t_{ij \text{ lag}}$

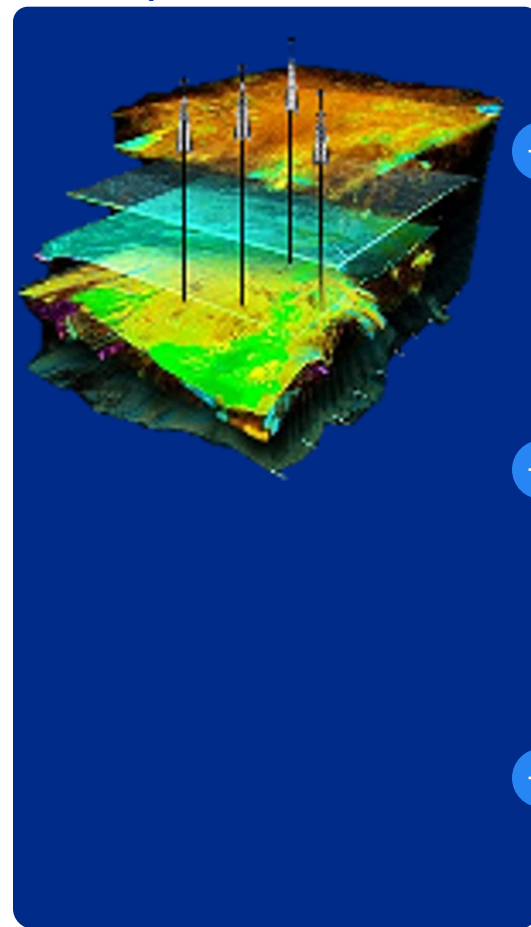
Получена матрица связности скважин, которая может быть интерпретирована как взвешенный граф связности, где вершинами являются скважины, а ребрами коэффициенты связности

Граф связности скважин пласта xxx

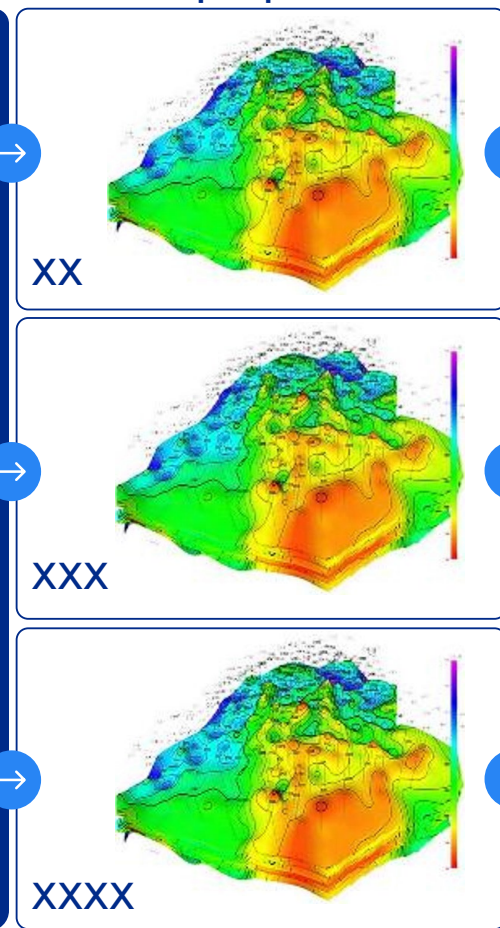


Стратегия понижения размерности при разработке прокси моделей

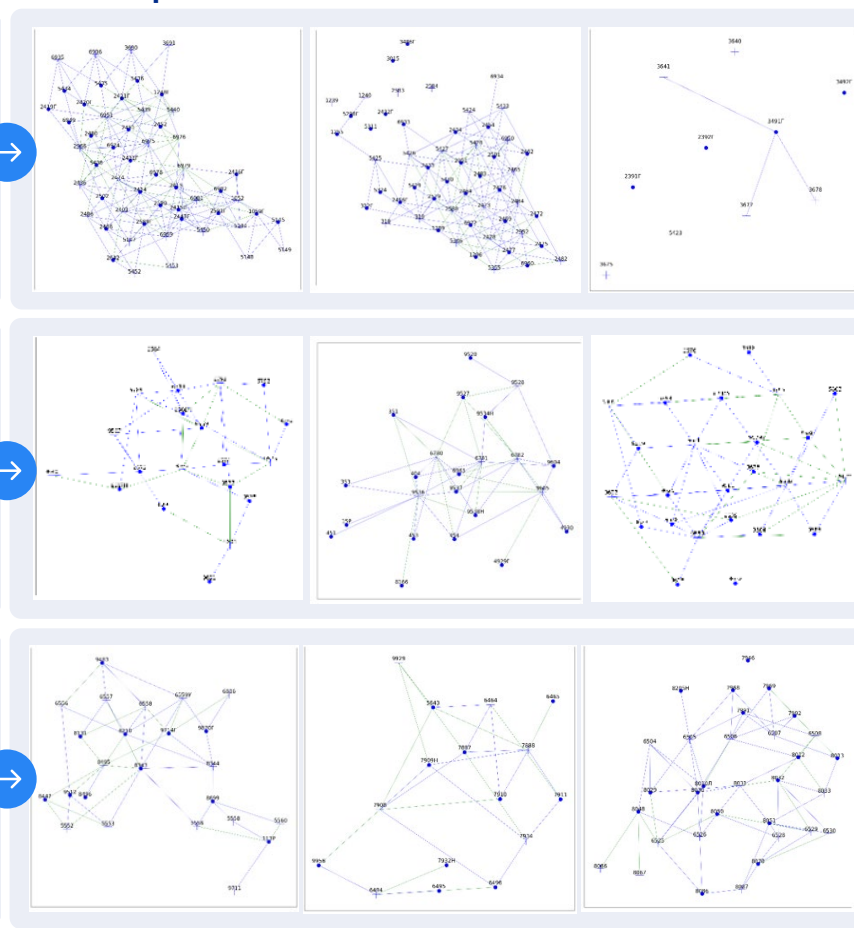
Месторождение



Объекты разработки



Кластеры



Прокси-модели

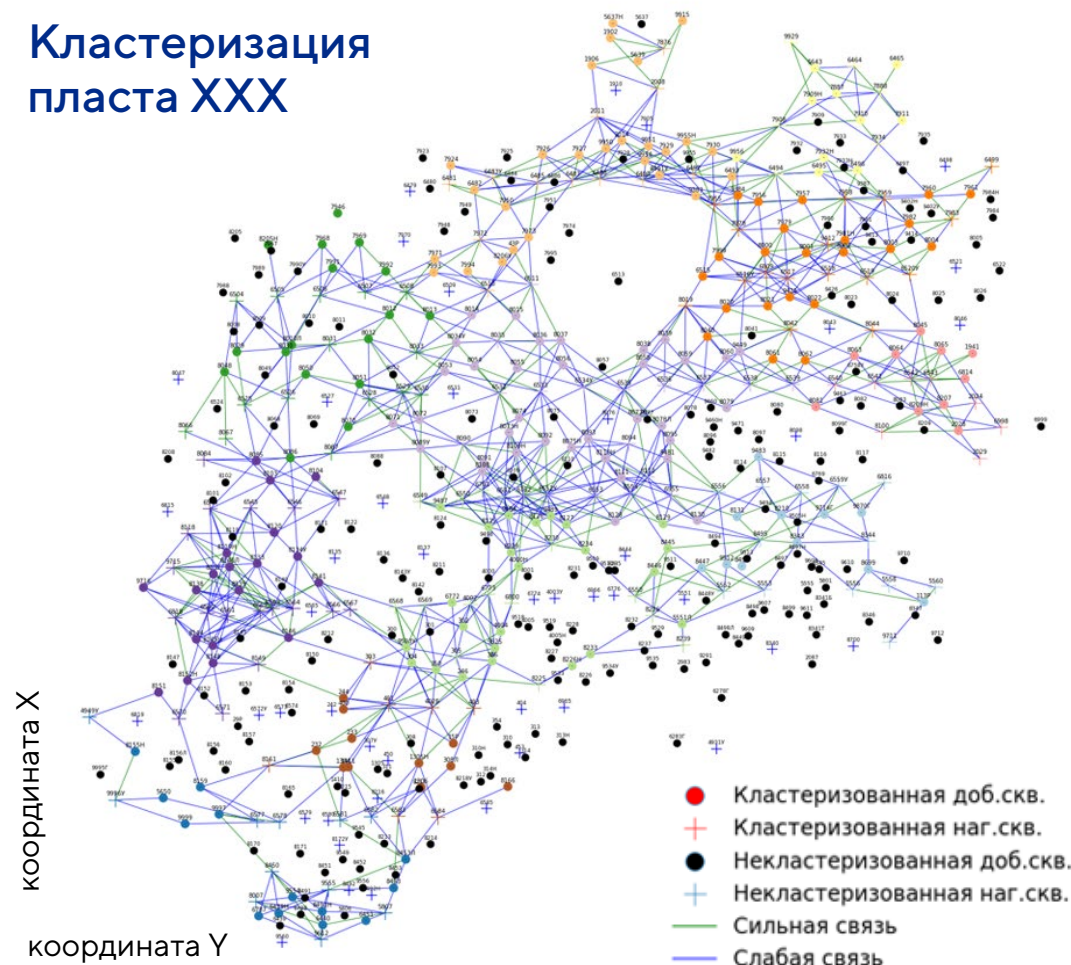


Кластеризация целевых объектов разработки

Матрица коэффициентов связности

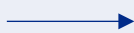
- Учитывая, что матрица коэффициентов связности представляет собой связный взвешенный граф, то задача кластеризации может рассматриваться как задача разбиения графа на компоненты связности, которые и являются кластерами.
- Для кластеризации использовался метод спектральной кластеризации, который выделяет из связного графа компоненты связности путем нахождения минимальных разрезов графа, т.е. в кластер попадают скважины с максимальным взаимовлиянием друг на друга или гидро-динамической связанностью.
- Границы кластеров проходят по границам геолого-физической изменчивости пород коллекторов.

Кластеризация пласта XXX



Модуль прокси-моделирования. Вариативность прокси-модели

Входные параметры
прокси-модели



Выходные параметры
прокси-модели

Приёмистость
нагнетательных скважин

Разработанная целевая
функция

Модуль прокси-моделирования позволяет формировать с помощью нейронных сетей разнообразные целевые функции для их последующей оптимизации, например:

- Дебит жидкости по кластеру
- Дебит нефти по кластеру
- Нелинейная комбинация дебита нефти и обводнённости такая, что её максимизация соответствует росту дебита нефти при одновременном снижении обводнённости (минимаксная оптимизация)

Стратегия обучения

- 1 Для каждого кластера обучается нейронная сеть на восстановленных ежедневных непрерывных данных.
- 2 Исходная выборка разбита на обучающую и тестовую выборки по соотношению Парето 80/20.

Пример результата обучения нейронной сети на кластере 1 объекта XXX для дебита нефти и обводнённости



Решение оптимизационной задачи

Поиск решения задачи

Оптимизационная задача максимизации дебита жидкости от режимов приемистости нагнетательных скважин формулируется следующим образом:

$$q(i(t)) \rightarrow \max$$

$$c_j(x) = 0, j \in E$$

$$c_j(x) \geq 0, j \in I$$

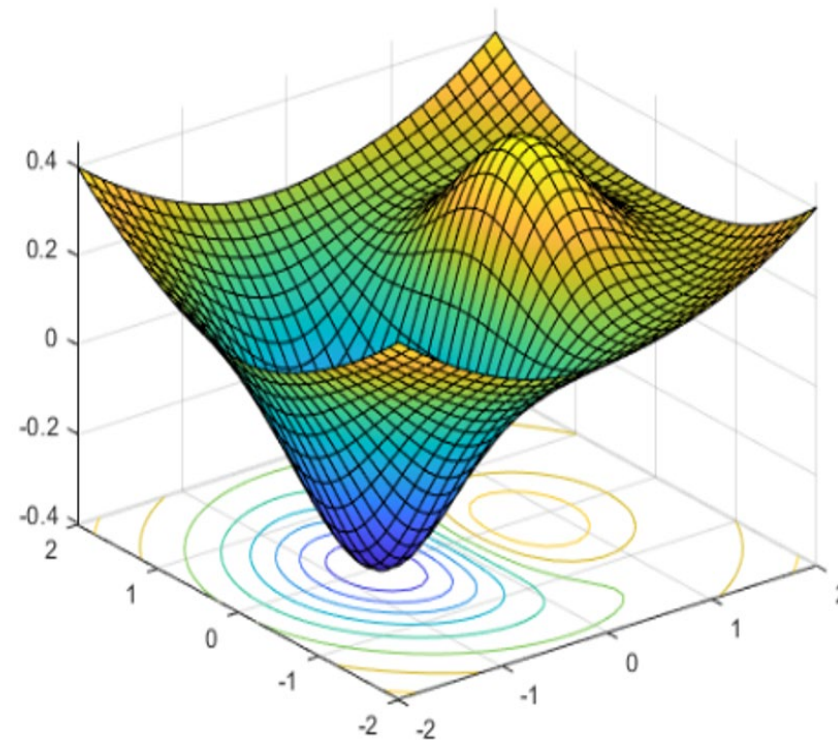
$$lb_i \leq x_i \leq ub_i, i = 1, \dots, N$$

$q(t)$ — Поток добывающих скважин по кластеру

$i(t) = (i_1(t), \dots, i_N(t))$ — m -мерный вектор потока нагнетающих скважин

E и I — Множества индексов выражений, описывающих ограничения в виде равенств или неравенств

$[lb_i, ub_i]$ — Множества нижних и верхних границ для области определения функции



Решение оптимизационной задачи. Формирование модели ограничений

Ограничения для области определения функции

$$[0, I_{maxi}]$$

I_{maxi} — Ограничение на нагнетательную скважину на основе максимальной исторической приемистости

Ограничения для целевой функции (групповые ограничения)

$$\sum_i^m I_i \leq I_{gr_max}$$

I_{gr_max} — Максимально возможная закачка по кластеру

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i^m I_i \geq I_{min_gr} \quad \text{Где } I_{min_gr} = \sum_i^m I_i, \text{ при } K_{total} \leq 1 \\ \sum_i^m I_i \geq I_{min_gr} \quad \text{Где } I_{min_gr} = 1 / K_{total} \sum_i^m I_i, \text{ при } K_{total} > 1 \end{array} \right.$$

$K_{total} = \sum_i^N Q_{total_i} / \sum_i^m I_{total_i}$ — Коэффициент накопленной компенсации по кластеру

I_{gr_min} — Минимально допустимая закачка по кластеру

Стратегия оптимизации прокси моделей

Сценарии оптимизации с разными моделями ограничений приёмистости

• Сценарий I

Осторожная оптимизация, когда коридор допустимых значений $[\varepsilon_l; \varepsilon_h]$ для приёмистостей установлен в значениях $[0.85; 1.15]$, т.е. $\pm 15\%$ от действующего режима.

• Сценарий II

Оптимизация на основе максимальной исторической приёмистости и групповых ограничений по кластеру, т.е. верхняя граница для нагнетательных скважин равна максимальной исторической закачке.

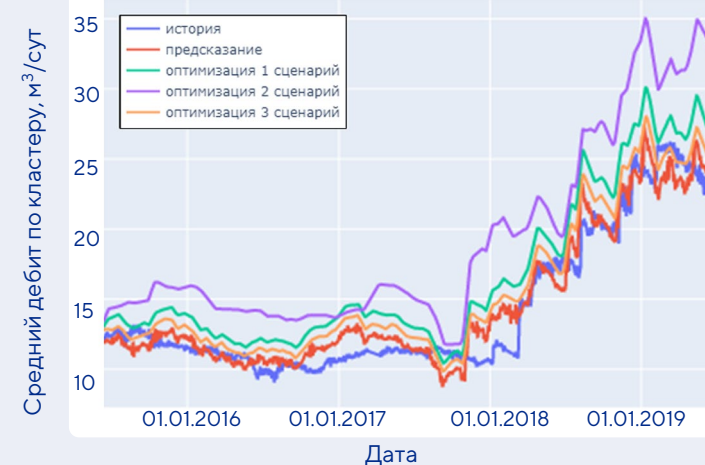
• Сценарий III

Оптимизация на основе текущей групповой приёмистости, т.е. верхняя граница для группы нагнетательных скважин равна текущему режиму закачки. Таким образом закачка будет только перераспределяться между скважинами, но не будет расти.

- Можно закладывать любое изменение закачки.

- ✓ Прокси модель зависимости дебита нефти от приёмистости нагнетательных скважин оптимизировалась на максимум дебита нефти по кластеру, минимум обводнённости.
- ✓ Результатом оптимизации является рекомендуемая приёмистость на каждом временном шаге, обеспечивающая максимизацию дебита нефти по кластеру.
- ✓ Тестирование результатов оптимизации проводилось на гидродинамических моделях, с последней даты адаптации.

Пример результатов оптимизации прокси-модели на кластере 1 объекта XXXX



Решение оптимизационной задачи

Результаты прогнозных моделей
оптимизации сравнивались
с базовой прогнозной моделью



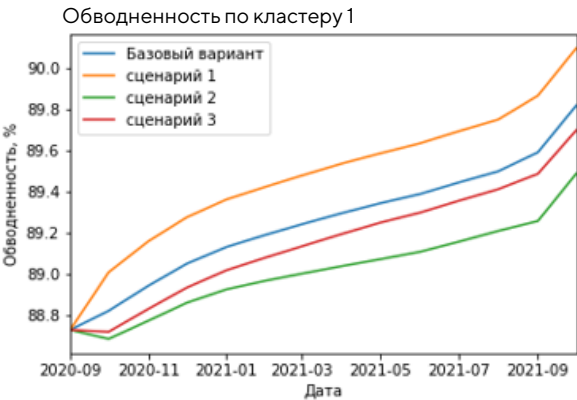
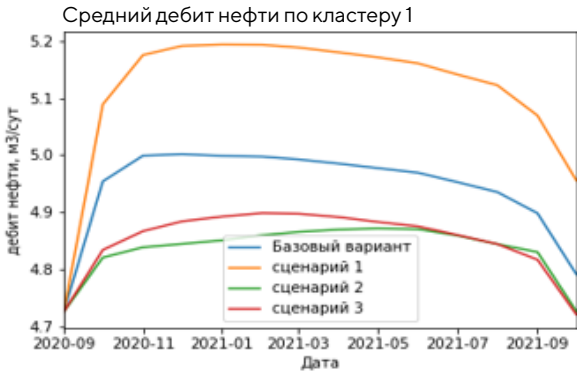
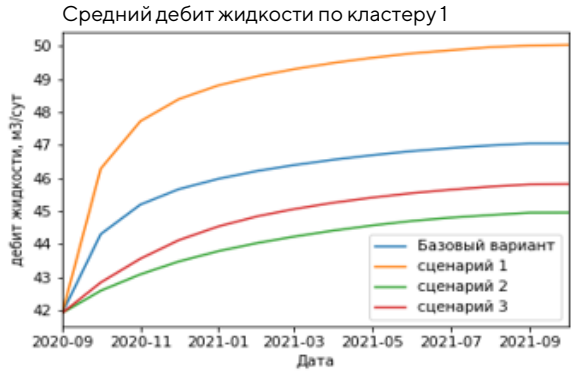
Период расчёта прогноза 1 год
на ГГДМ

Пример расчёта оптимальных режимов по кластеру 1 объекта XXXX

Нагнетательные скважины	Текущая приемистость, м3/сут	Рекомендуемый режим		
		Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3
0001	89.68	98.37	92.69	107.36
0002	31.16	28.14	18.93	18.76
0003	29.29	32.44	29.61	38.99
0004	0.00	0.00	0.00	0.00
0005	119.34	131.93	85.63	107.05
0006	175.58	192.69	172.59	152.85
0007	34.22	37.37	34.58	41.95
0008	103.27	92.60	117.47	92.20
0009	186.72	208.15	176.72	138.21
0010	209.24	230.09	169.54	246.47
0011	54.25	60.03	56.03	70.33
0012	142.81	157.24	121.62	161.49
0013	196.55	215.33	186.47	112.00
0014	20.81	21.40	24.78	15.44
0015	10.17	11.38	37.73	46.10
0016	57.27	51.40	62.95	64.99
0017	14.35	15.82	19.75	15.83
0018	15.42	16.97	32.10	48.54
0019	34.61	32.64	20.93	33.44
Итого по кластеру	1 524.75	1 633.99	1 460.12	1 511.99

Пример оптимизации прокси-модели кластера 1 объекта XXXX

Результаты прогнозных моделей по кластеру за год	Базовый вариант	1-й сценарий		2-ой сценарий		3-ий сценарий	
		значение	прирост	значение	прирост	значение	прирост
Накопленная добыча жидкости (тыс. м³)	637.82	675.48	+5.9%	609.63	-4.4%	619.6	-2.9%
Накопленная добыча нефти (тыс. м³)	68.55	71.01	+3.6%	66.95	-2.3%	67.2	-2%
Накопленная приемистость (тыс. м³)	602.27	645.43	+7.2%	576.75	-4.2%	597.24	-0.8%
Обводненность на последний шаг (%)	89.82	90.09		89.49		89.7	
Обводненность накоп. продукции (%)	89.25	89.49	+0.3%	89.02	-0.3%	88.15	-0.1%



Пример оптимизации прокси-модели кластера 2 объекта XXXX

Результаты прогнозных моделей по кластеру за год	Базовый вариант	1-й сценарий		2-ой сценарий		3-ий сценарий	
		значение	прирост	значение	прирост	значение	прирост
Накопленная добыча жидкости (тыс. м³)	156.3	157.59	+0.8%	164.25	+5.1%	147.59	-5.6%
Накопленная добыча нефти (тыс. м³)	16.5	16.46	-0.2%	17.02	+3.2%	16.44	-0.4%
Накопленная приемистость (тыс. м³)	369.07	374.75	+1.5%	386.71	+4.8%	369.07	0.0%
Обводненность на последний шаг (%)	90.05	90.19		90.2		89.42	
Обводненность накоп. продукции (%)	89.31	89.62	+0.00%	89.7	+0.00%	88.91	-0.00%

18

Результаты апробации алгоритмов на пилотных участках Западной Сибири

Данные

В качестве пилотного участка Заказчиком были выбраны два кластера по пласту XXX месторождения Западной Сибири.

Работы выполнялись в режиме тишины без ГТМ на нефтяном фонде.

Решение

Выполнены мероприятия, не требующие существенных финансовых затрат: установка и смена штуцера, ОПЗ с колёс.

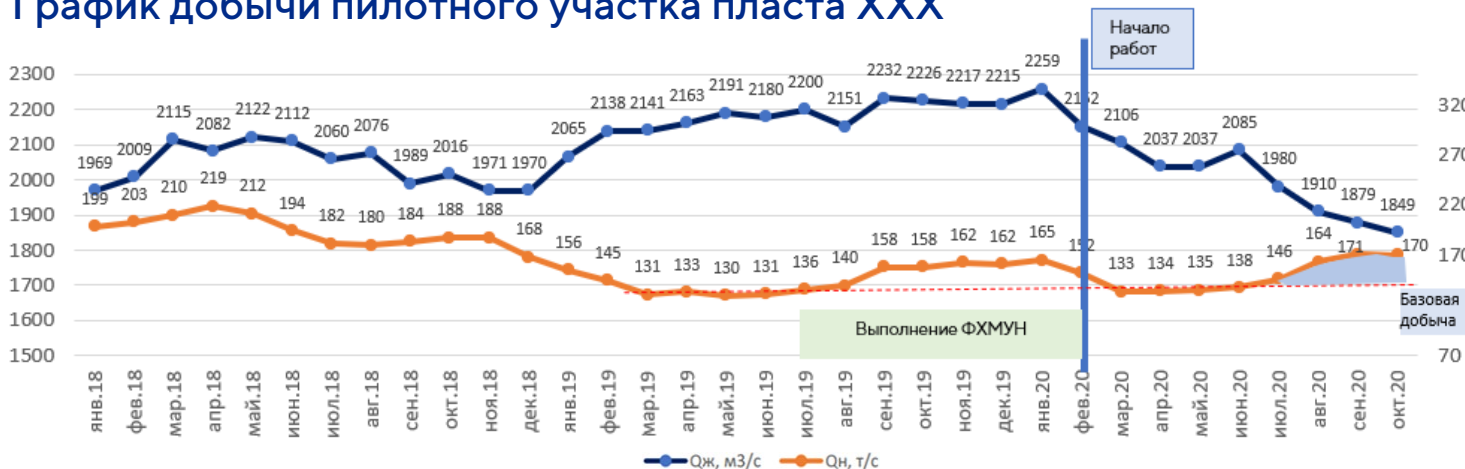
Часть скважин вышла на расчётный режим после перераспределения закачки и замены счётчиков.

Результат

Наблюдается снижение дебита нефти с января по март (из-за прекращения выполнения и эффекта от ФХМУН). За период с конца июля по начало января месяца выполнено 8 обработок (53% фонда). С апреля месяца наблюдается стабилизация, с июня уверенный рост добычи нефти.

Эффект от нейро-сетевой оптимизации оценивается в 1435т

График добычи пилотного участка пласта XXX



Выводы

- 1 Проведен анализ подходов к управлению разработкой зрелых месторождений
- 2 Предложен подход к управлению заводнением с использованием регрессионных моделей, кластеризации и нейронных сетей
- 3 Разработан подход к восстановлению и фильтрации исходных данных
- 4 Предложена модель определения коэффициентов динамической связности между скважинами с дальнейшей кластеризацией графа связности на кластеры
- 5 Разработана архитектура нейронной сети для построения прокси-модели зависимости дебита по кластеру от нагнетательных скважин
- 6 Сформирована задача оптимизации и разработана модель ограничений, при которых эта задача будет решаться
- 7 Разработан оптимизационный модуль поиска рекомендуемых приёмистостей по нагнетательным скважинам
- 8 Разработано расчётное ядро, которое является гибким инструментом, позволяющим решать различные задачи, в зависимости от поставленных целей, за счёт изменения целевой функции прокси-модели и использования различных моделей ограничений.
- 9 Работоспособность алгоритмов управления заводнением доказана на пилотном участке месторождения Западной Сибири.

ALMA

+7 (966) 050-49-56
alma@almaservices.ru

almaservices.ru



Спасибо за внимание!