

**Локализация остаточных извлекаемых
запасов нефти на поздних стадиях
разработки с применением современных
цифровых технологий и методик с
элементами искусственного интеллекта**

Проблематика разработки зрелых месторождений



- Низкая степень выработанности извлекаемых запасов нефти
- Высокая обводненность добывающего фонда скважин
- Рост неопределенности при контроле и регулировании разработки месторождений (в т.ч. при планировании ГТМ)



Основной причиной является несоответствие традиционно применяемых технологий при проектировании разработки реальным условиям эксплуатации объекта на поздней стадии



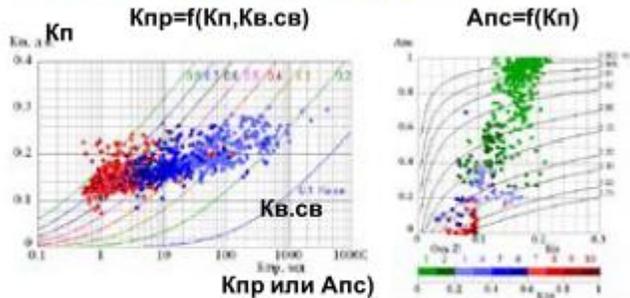
Совершенствование методики исследования особенностей геологического строения горизонта с использованием современных технологий интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) и новых подходов к методике оценки фильтрационно-емкостных пласта-коллектора для подсчета запасов и построения карт рассредоточения и фиксирования мест нахождения остаточных запасов нефти

ЗАДАЧИ

- 1. Углубленная интерпретация данных ГИС, определение петрофизических свойств пород и фактической насыщенности
- 2. Построение геолого-гидродинамической модели с использованием элементов искусственного интеллекта и нейронных сетей
- 3. Проведение ГТМ для подтверждения достоверности построенной модели по участку

TATNEFT Принципы обоснования петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС и адаптации к геологическим объектам

Стохастическое моделирование



Стохастическая связь – одномерная или многомерная определяет свойства только части породы, соотношения между параметрами которой близко расположены к линии связи.

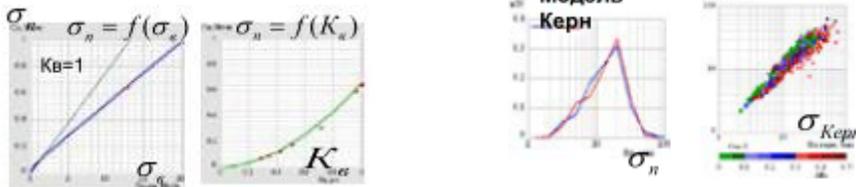
Она не позволяет учесть неоднородность всех пород

1. Значения свойств, измеряемые на керне, представляют собой условно определяемые параметры, т.к. оцениваются при принятых различных допущениях. Они приблизительно соответствуют реальным физическим свойствам пород.
2. При стохастическом моделировании сопоставляются значения для **набора конкретных реализаций свойств породы**. Такие сопоставления отражают только тенденции соотношения таких параметров, не вскрывают физической сущности петрофизических закономерностей

Теоретико-экспериментальное моделирование

Пример: модель электропроводности

Образец породы: $K_p=0.22$, $q_p=0.36$



Точки – измерение на керне при разных УЭС воды и K_p

$$\text{Мера сходимости } \varepsilon = 200 \cdot \frac{\sigma_{\text{Модель}} - \sigma_{\text{Керн}}}{\sigma_{\text{Модель}} + \sigma_{\text{Керн}}}$$

1. Установление и исследование на образцах керна с существенно разными соотношениями свойств закономерностей, определяющих физические свойства породы, и выражение этих свойств на основе законов физики, физической химии, гидродинамики.

2. Адаптация модели к конкретному геологическому объекту:

- определение эмпирических констант, используемых в петрофизических моделях;
- проверка применимости модели для описания свойств для каждого образца;
- анализ достоверности применения модели по данным всей коллекции кернов.

TATNEFT Принципы обоснования петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС и адаптации к геологическим объектам



Структурные характеристики терригенной породы

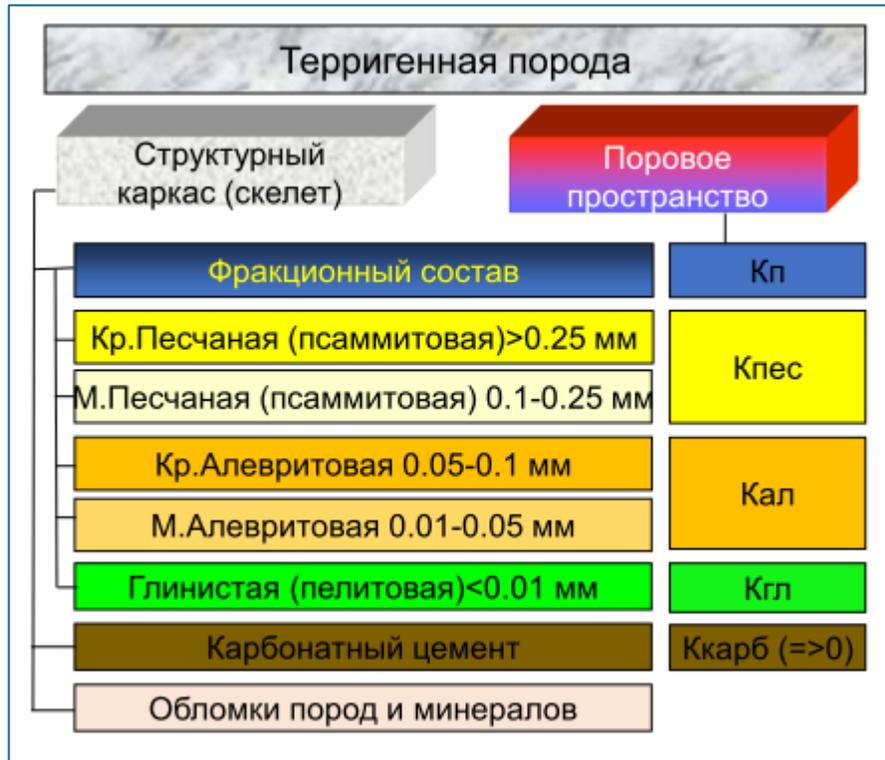
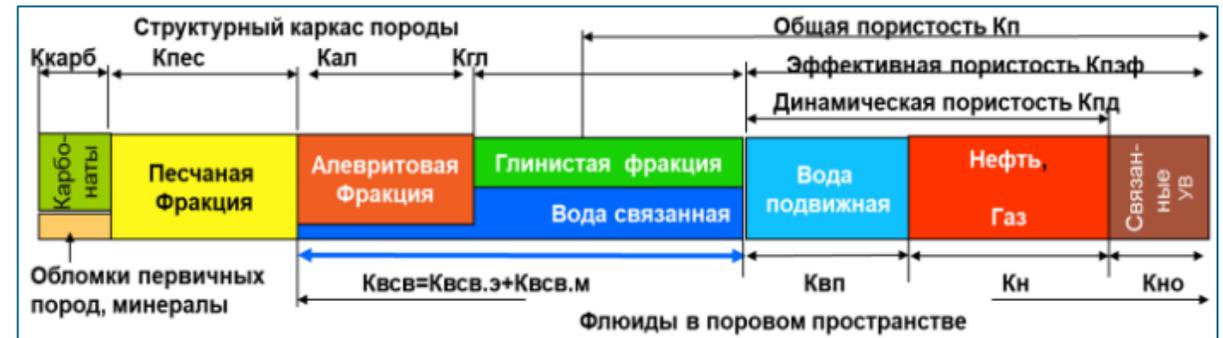
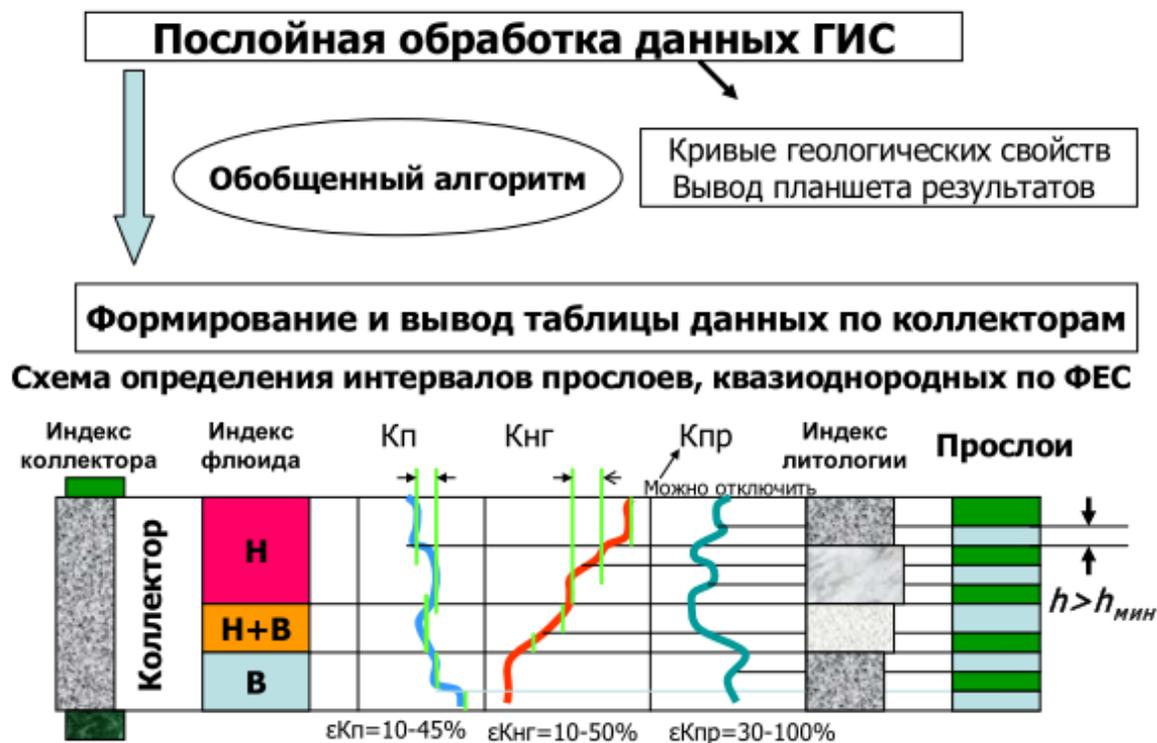


Схема трехкомпонентной песчано-алеврито-глинистой породы и флюидальной модели порового пространства



Определение структурно-минералогической модели по данным ГИС основано на разном вкладе отдельных фракций в интегральные физические свойства породы, определяемые по данным ГИС



На **первом этапе** – рассчитываются кривые с шагом квантования 0.2м:

- кривые геологических свойств породы – структурно-минералогическая модель породы,
 - кривые флюидального насыщения – флюидальная модель породы,
 - кривые абсолютной и фазовой проницаемости
- Формируются индексы литологии, коллекторов и флюидального насыщения.

На **втором этапе** на основе определенных свойств породы производится выделение в разрезе квазиоднородных по геологическим свойствам и флюидальному насыщению прослоев пород, в том числе, прослоев коллекторов.

Методика определения структурно-минералогической модели породы

Для определения структурно-минералогической модели используются две интегральные характеристики породы, которые определяются фракционным составом породы:

Q – емкость катионного обмена, являющаяся мерой электрического заряда поровых каналов породы.

$J_{ГК}$ – показания кривой ГК, определяющей интегральную естественную радиоактивность породы.

Кварцевые песчаники **Полиминеральные песчаники**

Q , моль/100 г

0 0.05 0.1 0.2 0 0.05 0.1 0.2 мм

Интегральная емкость катионного обмена породы

$$Q_n(1 - K_n)\delta_{ск} = Q_{пес}K_{пес} + Q_{ал}K_{ал} + Q_{гл}K_{гл} \quad (1)$$

Изменение радиоактивности частиц разного размера

$i_{ГК}$

0 0.05 0.1 0.2 0 0.05 0.1 0.2 мм

Интегральная радиоактивность породы

$$J_{ск}(1 - K_n - K_{карб}) = J_{пес}K_{пес} + J_{ал}K_{ал} + J_{гл}K_{гл} \quad (2)$$

Объемная модель породы

$$1 = K_{пес}^{ск} + K_{ал}^{ск} + K_{гл}^{ск} + K_{карб}^{ск} \quad (3)$$

Решение системы петрофизических уравнений

Кп	Песчаная	Алевритовая	Глинистая
----	----------	-------------	-----------

Схема обработки комплекса ГИС на точке вдоль ствола скважины

- $Q_{ск}$ и K_n – определяем по УЭС, ПС, АК, $W_{нк}$, ГК
- Решаем систему (1), (2), (3) методом математической оптимизации и определяем объемное содержание фракций песчаника, алевролита и глины.

Пример обработки данных ГИС

ГК мкР/л

12
10
8
6
4
2
0

Алевролит
Ял
Песчаник

Глина

0 0.2 0.4 0.6 0.8 1

Ось Z Кгл, д.е.

ГК, мкР/л

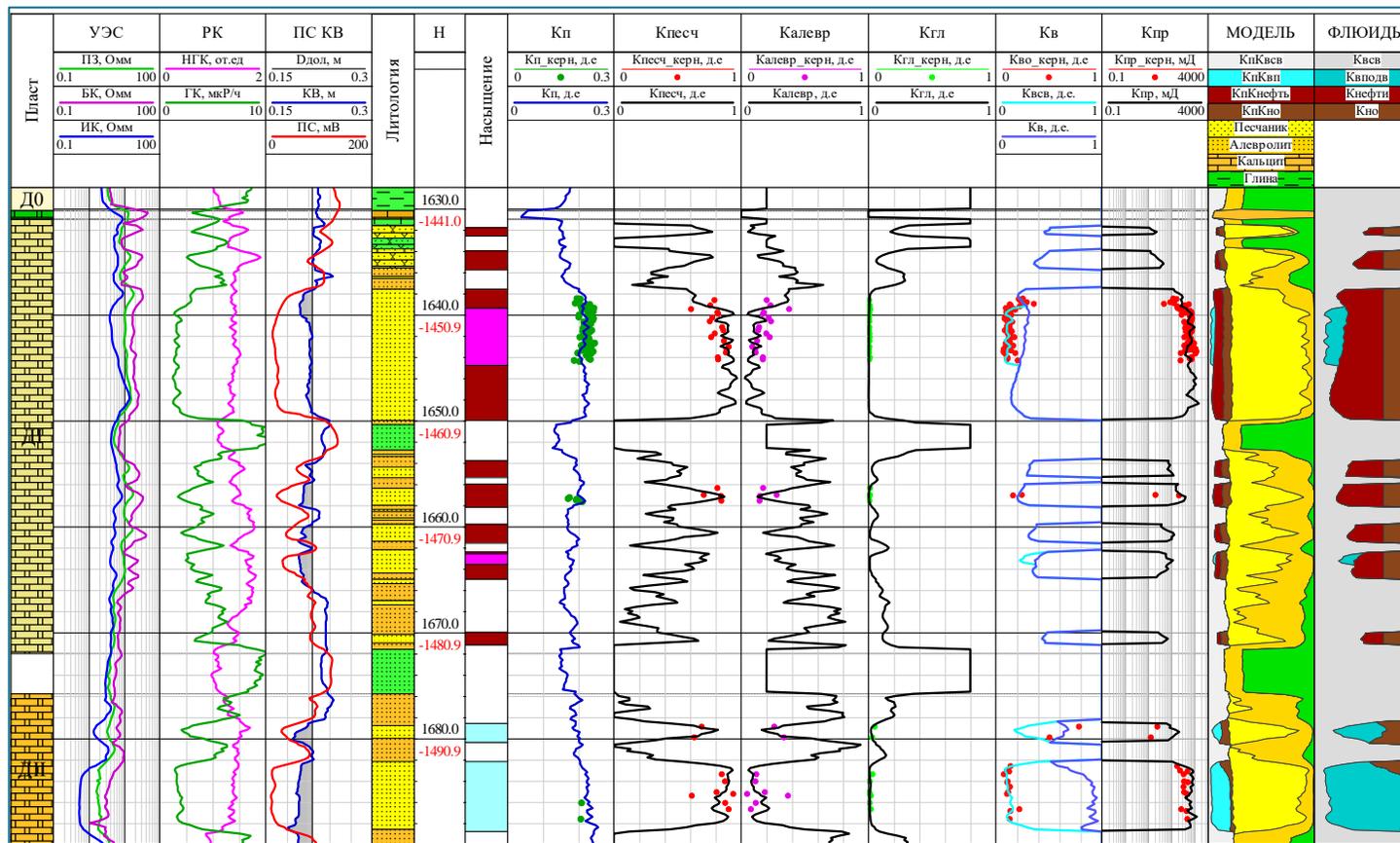
5
4
3
2
1
0

0 1 2 3 4 5

Кал, д.е.



Сопоставление геологических параметров пород по результатам интерпретации данных ГИС и керну

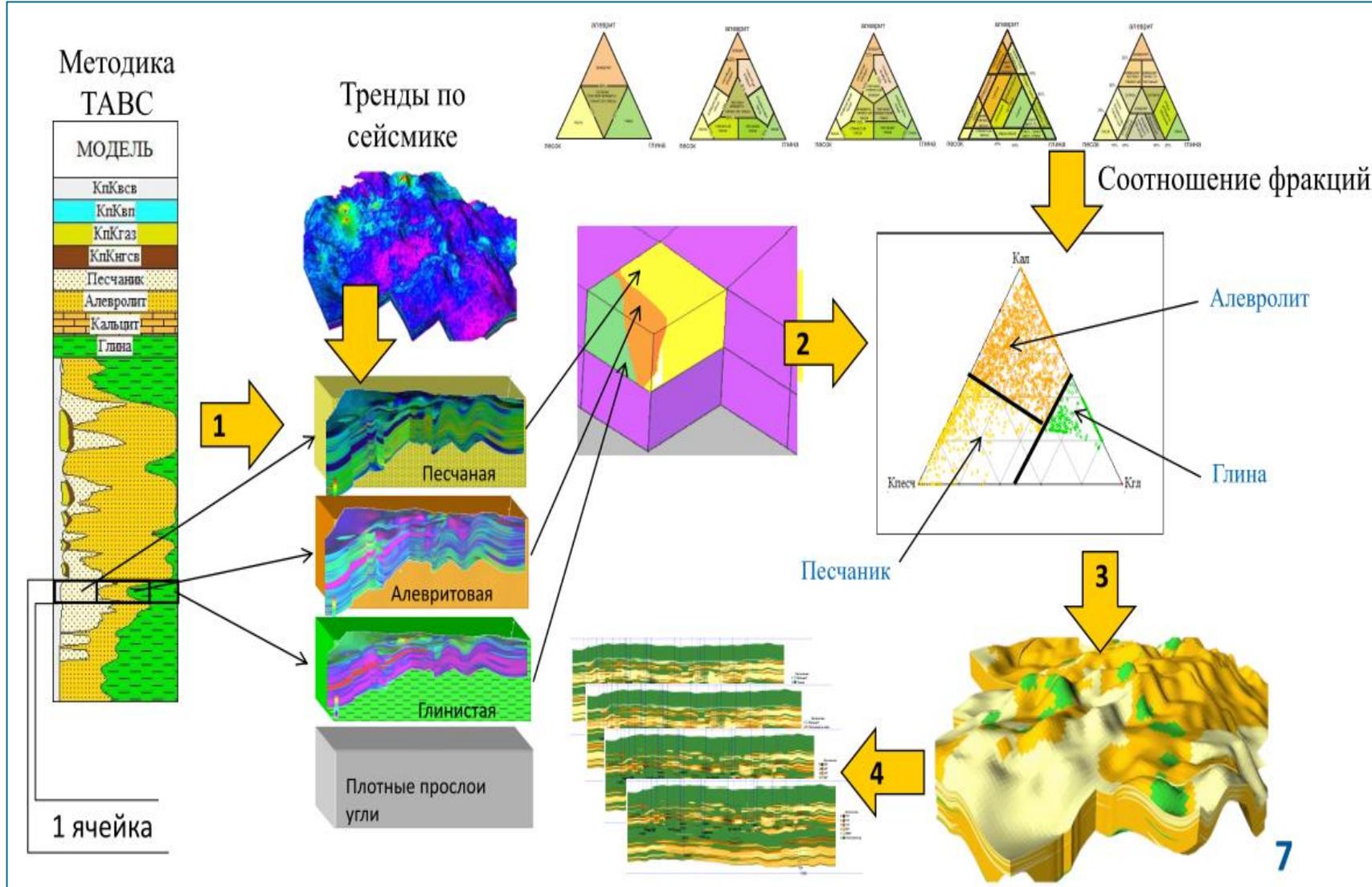


Анализ данных на планшете показывает, что определенные по данным ГИС и керна величины пористости, содержания песчаной, алевритовой и глинистой фракций, доли связанной воды и абсолютной проницаемости в целом согласуются между собой и отражают фактическое структурно-минералогическое строение пород в разрезе, а также изменение фильтрационных и емкостных свойств пород



Выделение литотипов

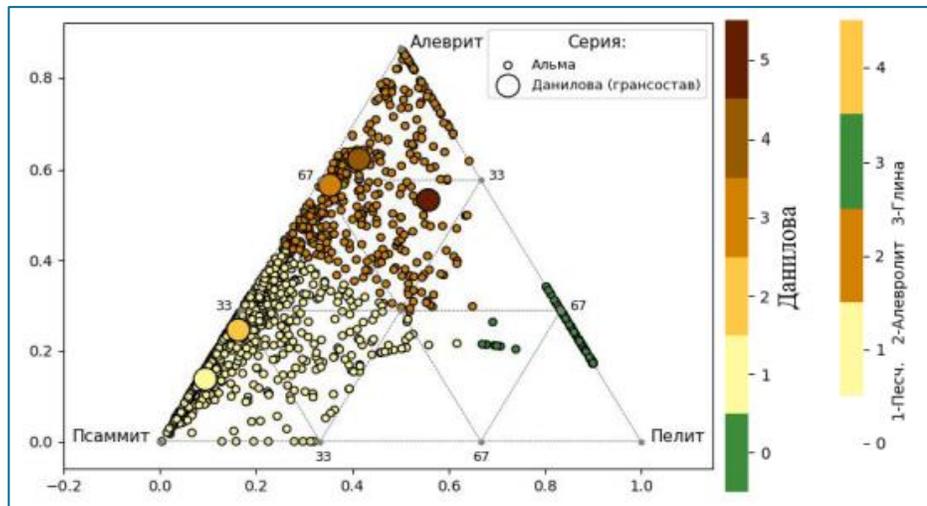
Принцип классификации пород



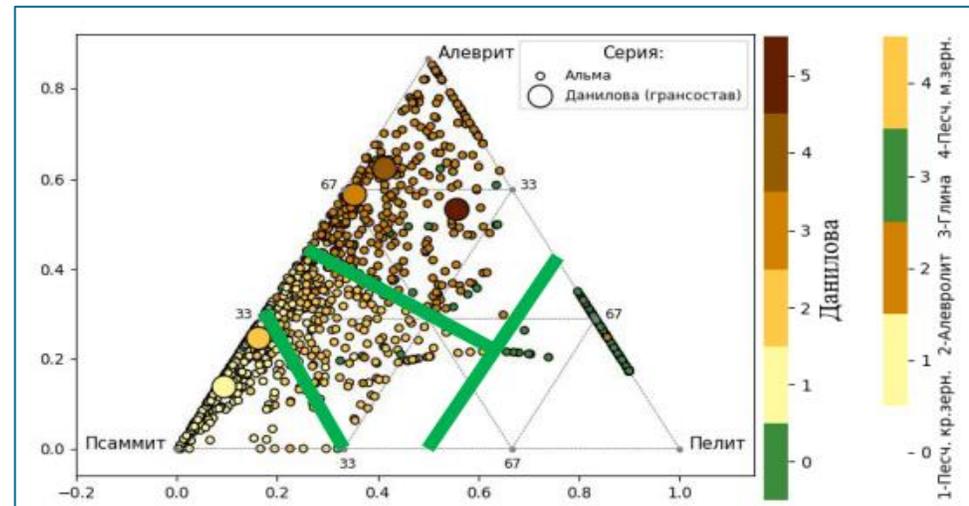
Укрупненная и уточненная классификация моделируемых пластов



Укрупненная классификация

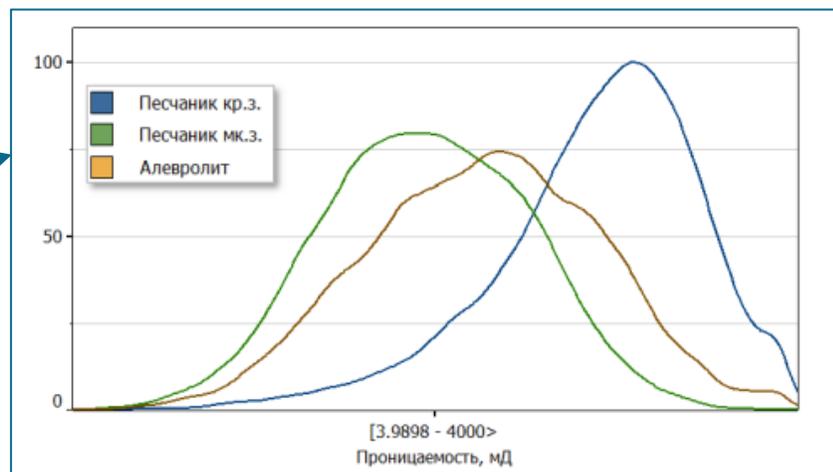


Уточненная классификация



Обоснование разделения песчаника на две составляющие

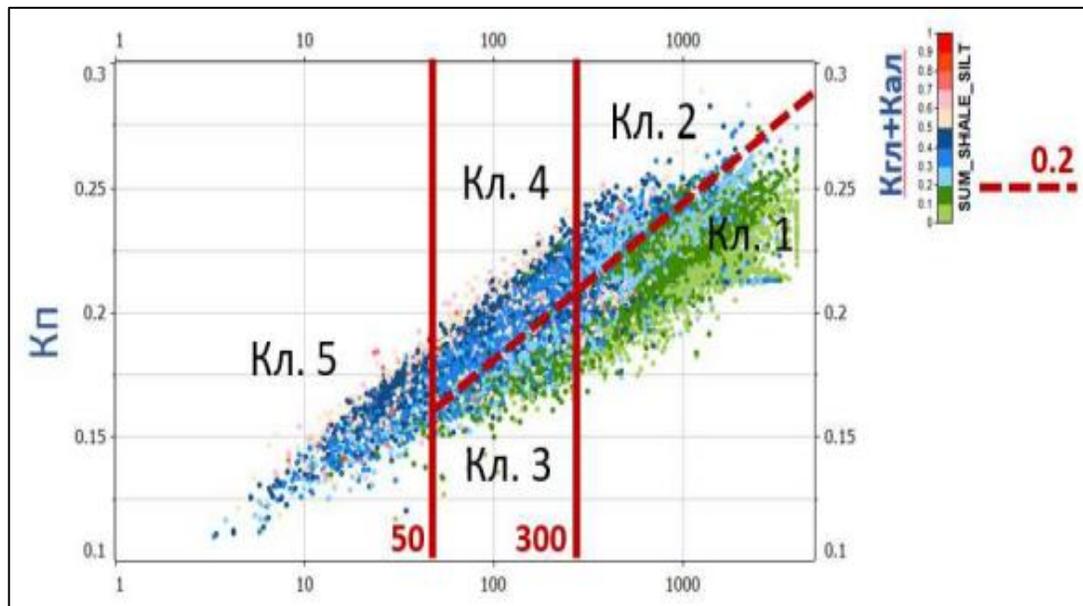
Значительное изменение проницаемости для крупнозернистого и мелкозернистого песчаника





Для дифференциации песчано-алевролитовых пород коэффициенту проницаемости сформирована система критериев:

- 1) По проницаемости;
- 2) По видам неоднородности;
- 3) По типу коллектора.

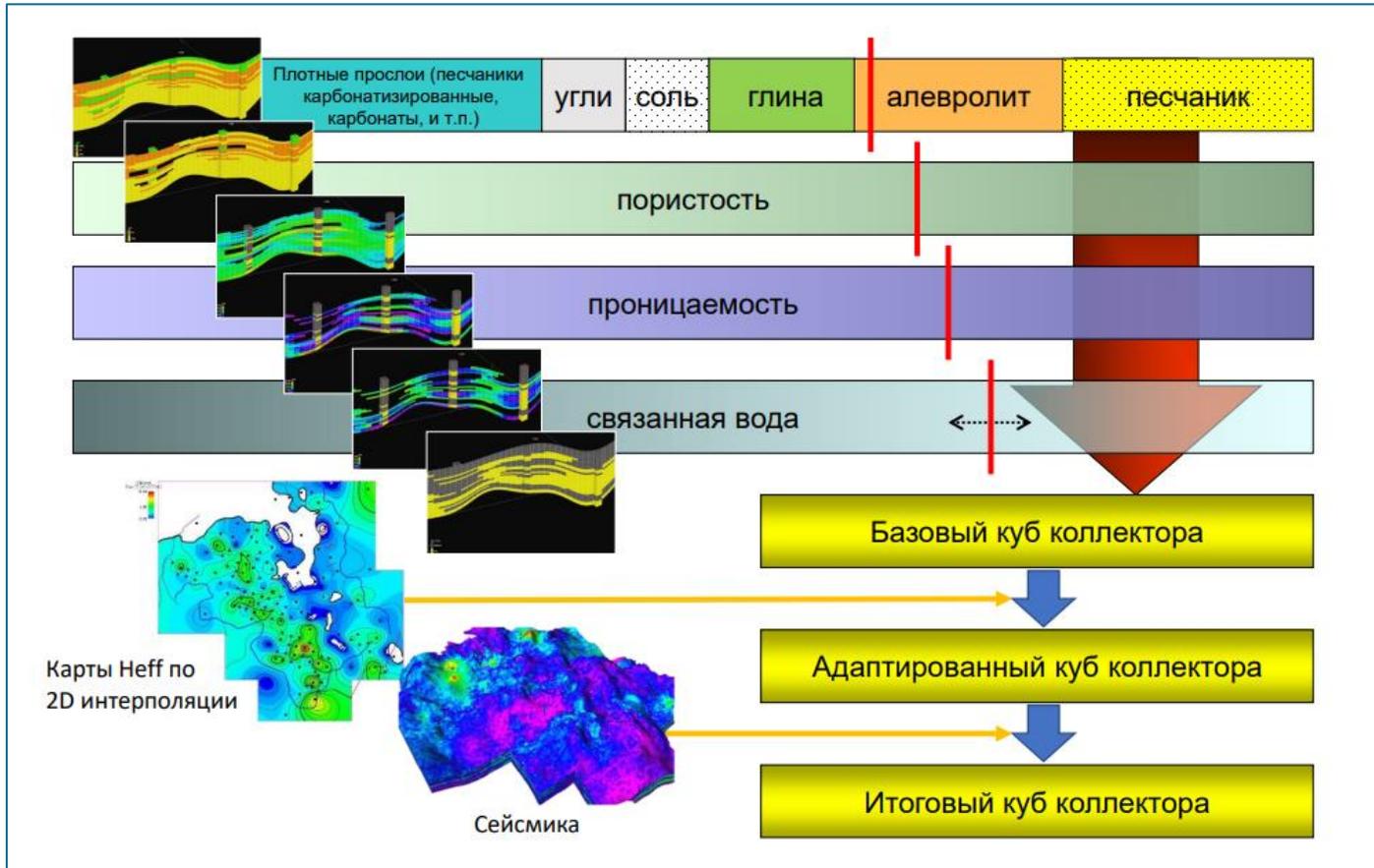


Система критериев по проницаемости

Условия классификации по продуктивности будут следующие:

- класс коллектора I: $K_{пр} > 300$ мД и $K_{гл+Кал} \leq 0.2$ д.е.
- класс коллектора II: $K_{пр} > 300$ мД и $K_{гл+Кал} > 0.2$ д.е.
- класс коллектора III: $K_{пр} \leq 300$ мД и $K_{пр} > 50$ мД и $K_{гл+Кал} \leq 0.2$ д.е.
- класс коллектора IV: $K_{пр} \leq 300$ мД и $K_{пр} > 50$ мД и $K_{гл+Кал} > 0.2$ д.е.
- класс коллектора V: $K_{пр} \leq 50$ мД.

Расчет куба коллектора



Куб коллектора рассчитывается в три этапа:

1. Расчет базового куба коллектора COLL

- 1.1 $COLL = 1$ – все породы в разрезе коллекторы.
- 1.2 Если $LITO > 2$, то $COLL = 0$ – критерий коллектора по литологии (коллекторами могут быть только песчаники и алевролиты).
- 1.3 Если $PHI < 0.11$, то $COLL = 0$ – критерий коллектора по пористости.
- 1.4 Если $Swb > 0.75$, то $COLL = 0$ – критерий коллектора по доле связанной воды.

2. Расчет промежуточного индекса коллектора COLL_2D путем адаптации базового индекса под материалы двумерного картопостроения

3. Расчет окончательного индекса коллектора путем учета в промежуточном кубе тренда вероятности коллектора по данным сейсмики

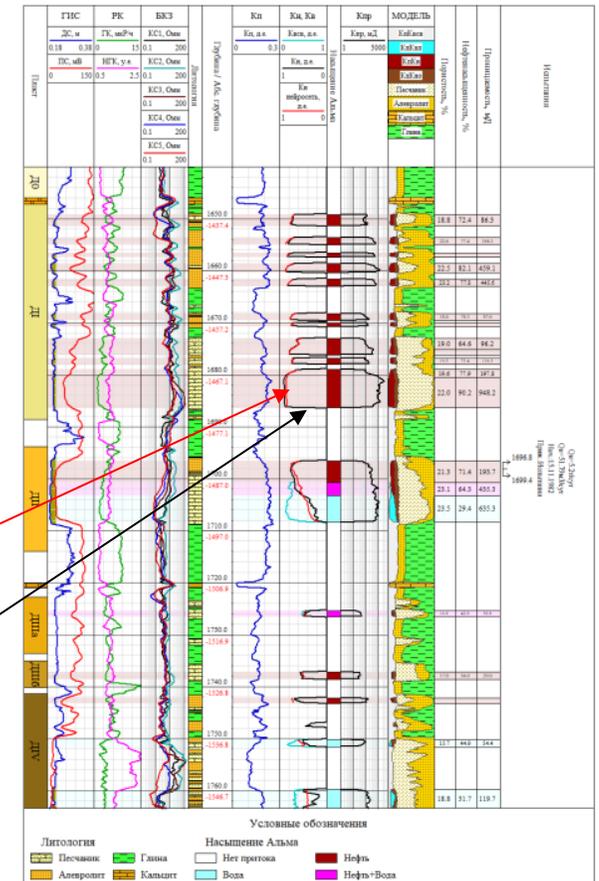
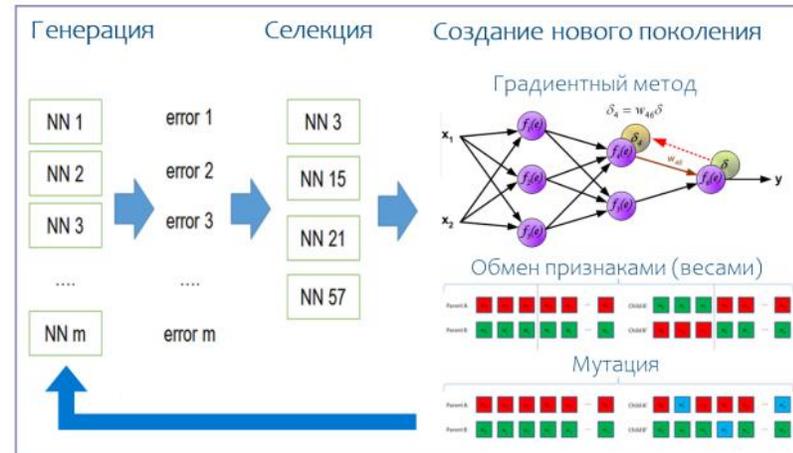
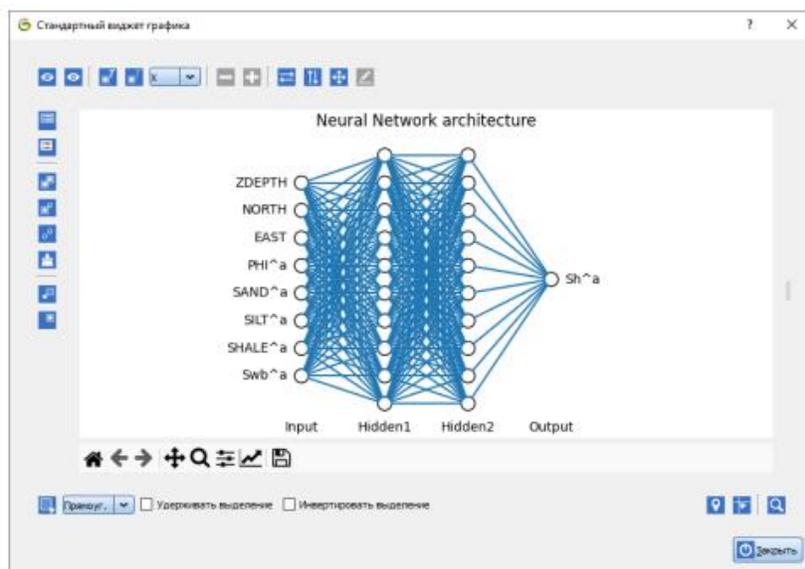
Разработка топологии и оценка качества нейронной сети для прогнозирования куба нефтенасыщенности



1. Выбор топологии персептрона

2. Обучение персептрона

3. Расчет прогнозного параметра (по скважинам)



прогнозная нефтенасыщенность (нейросеть)

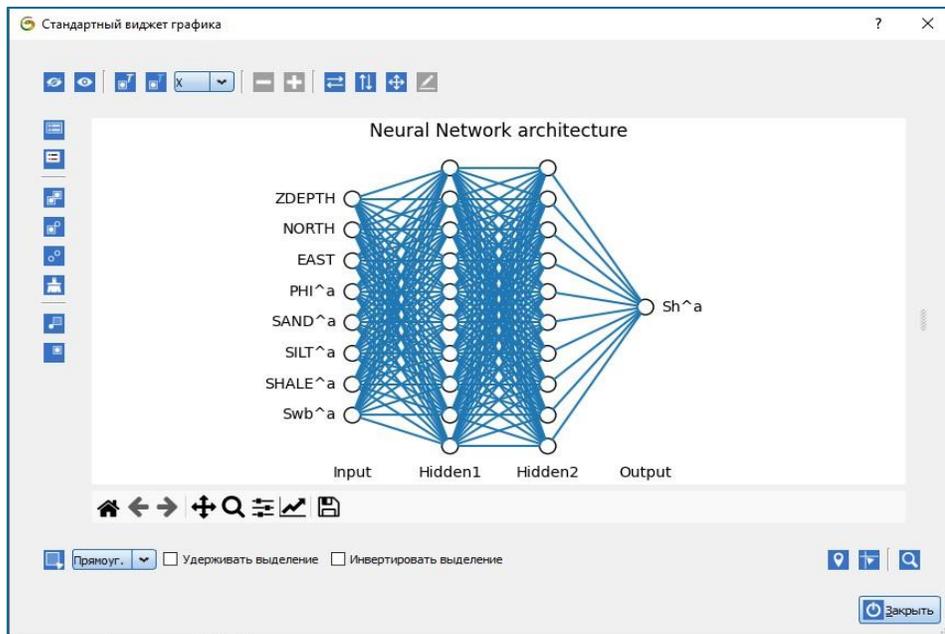
фактическая нефтенасыщенность

Расчет куба нефтенасыщенности в программном обеспечении Gintel



На вход плагину подаются экспортированные из геологической модели

- кубы пространственного положения прослоя коллектора (NORTH, EAST, ZDEPTH);
- компоненты структурно-минералогической и флюидальной модели (PHI^a, Swb^a, SAND, SHALE, SILT).



После расчета куб нефтенасыщенности (параметр Sh_neuro) был импортирован в геологическую модель, после чего выполнен контроль его качества.

Пакет геологического моделирования

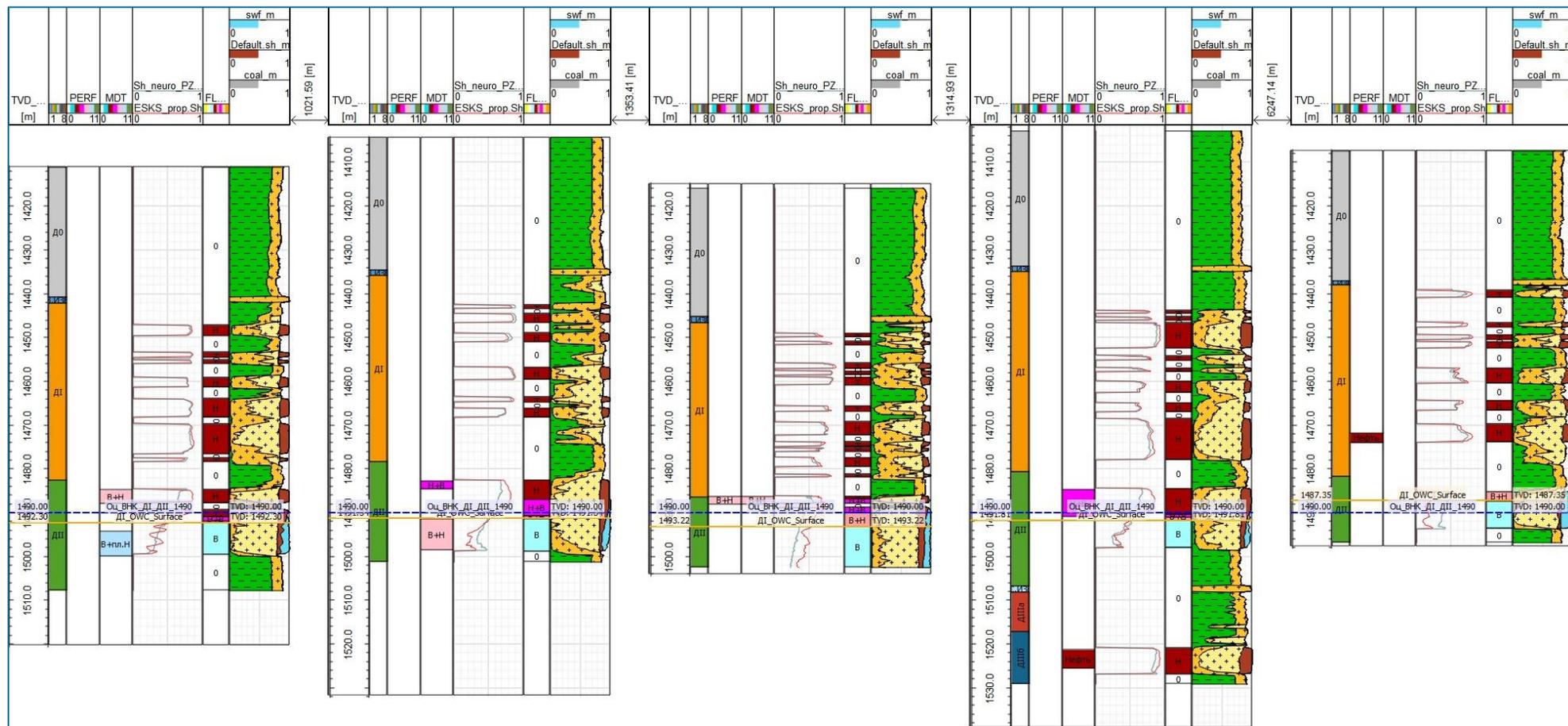
Кубы параметров

Куб нефтенасыщенности

Платформа Gintel (модуль Predict)

- Создание прогнозных моделей
- Создание многомерных петрофизических моделей на основе данных ядра
- Восстановление недостающего каротажа
- Классификация пород, выделение продуктивных интервалов

Обоснование ВНК



Желтая линия – поверхность ВНК по результатам работы скрипта; синяя линия – оценочная поверхность ВНК; PERF – данные МЭР; MDT – данные ИПТ, FLUID – характер насыщения по данным ТАВС



Подсчет начальных геологических запасов

Начальные геологические запасы нефти подсчитаны объемным методом:

$$Q_H = F \cdot h_{\text{эф.н.}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{н}} \cdot q \cdot g$$

Q_H - начальные геологические запасы нефти в стандартных условиях, тыс. т.;

F - площадь залежи, тыс. м² ;

$h_{\text{эф.н.}}$ - эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$K_{\text{п}}$ - коэффициент открытой пористости, д.е.;

$K_{\text{н}}$ - коэффициент нефтенасыщенности, д.е.;

q - пересчетный коэффициент, д.е.;

g - плотность нефти при стандартных условиях, г/см³ .



Применительно к 3D модели:

$$STOIP = vol \cdot OWC \cdot PHI_{PZ} \cdot Sh \cdot q \cdot g$$

STOIP - куб начальных геологических запасов нефти в ячейке модели, тонны;

vol - куб объема ячейки, м³ ;

OWC - индексный куб ВНК;

PHI_{PZ} - куб пористости, д.е.;

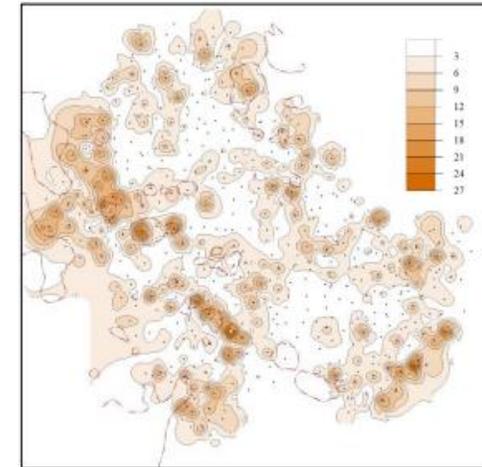
Sh - куб нефтенасыщенности, д.е. (модель нейросети).

Распределение ННТ по классам коллекторов

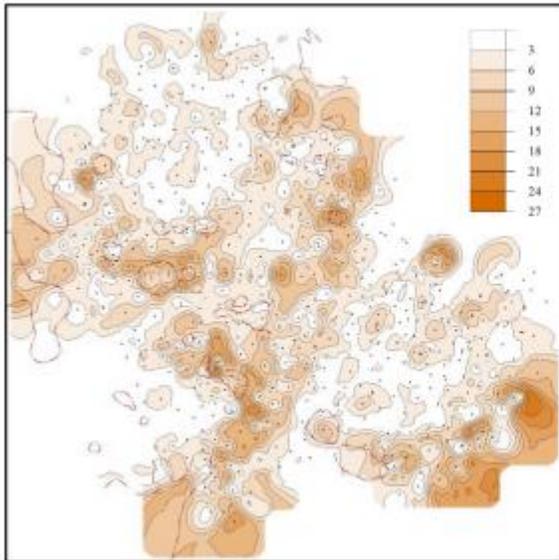


Показатели	Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 5
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	5.5	5.6	2.6	8.0	2.6
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	589	490	174	129	28
Коэффициент пористости, доли ед.	21.2	21.5	18.5	19	15.8
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.12	0.12	0.06	0.18	0.06
Коэффициент начальной нефтенасыщенности, %	74.5	73.3	72	68.4	59.7

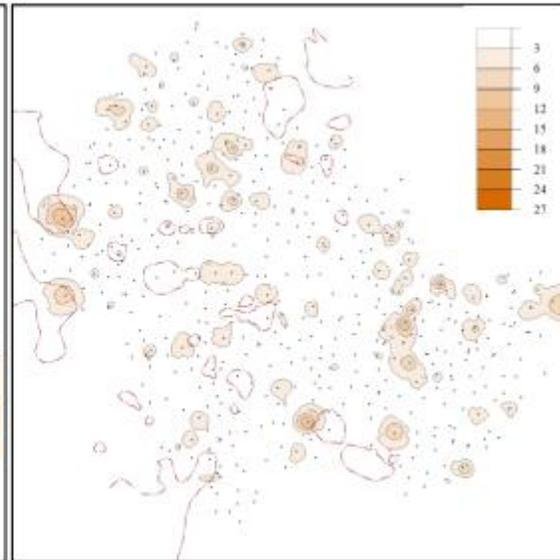
Класс 1



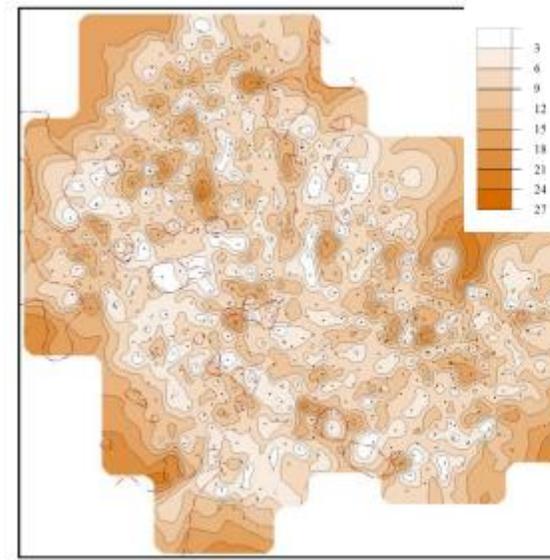
Класс 2



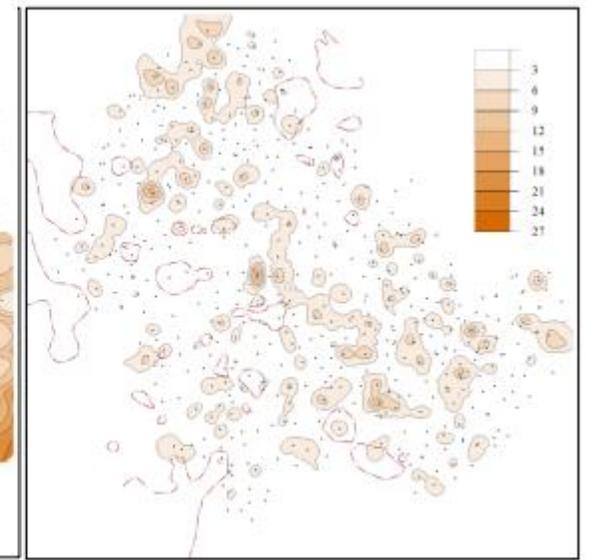
Класс 3



Класс 4



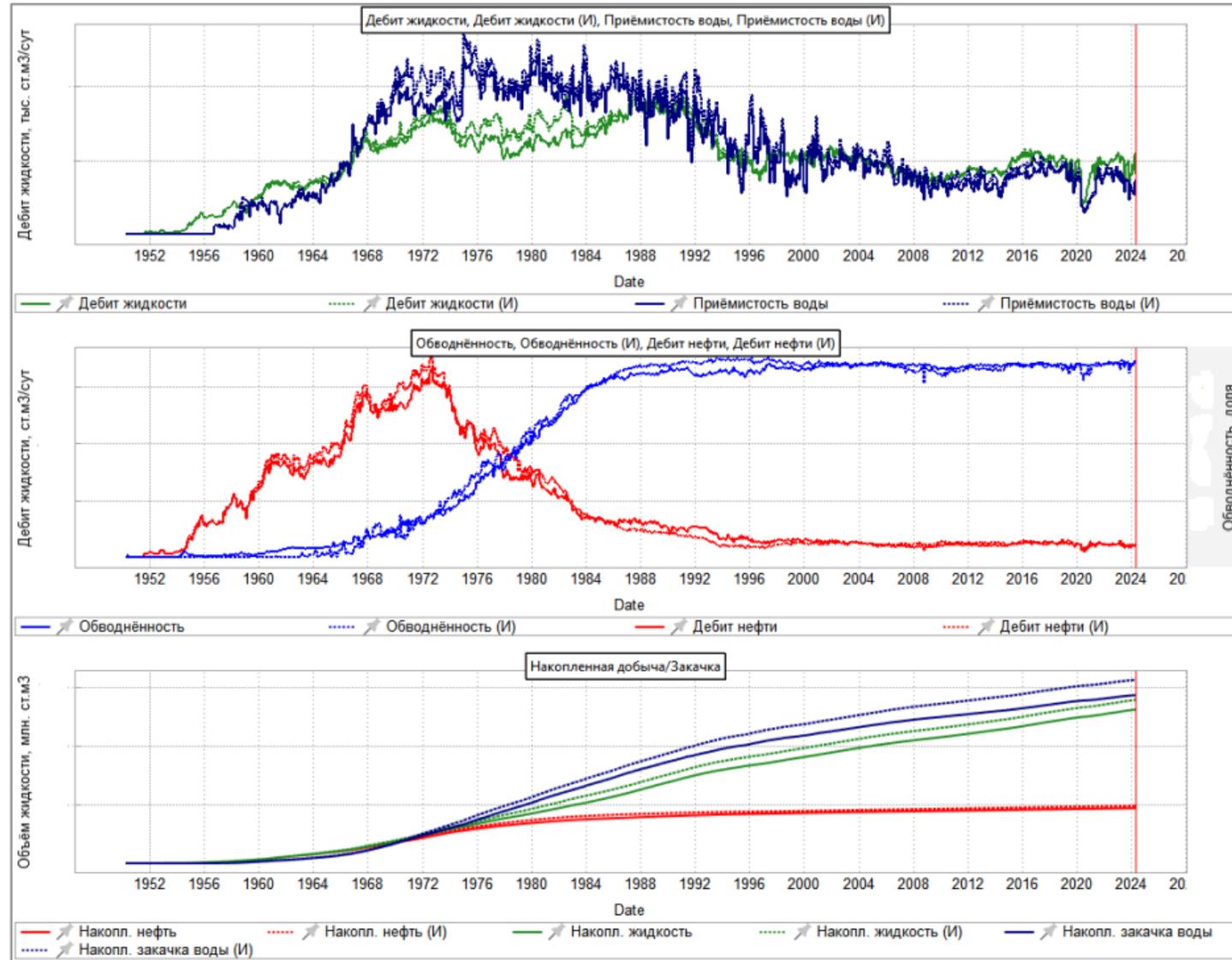
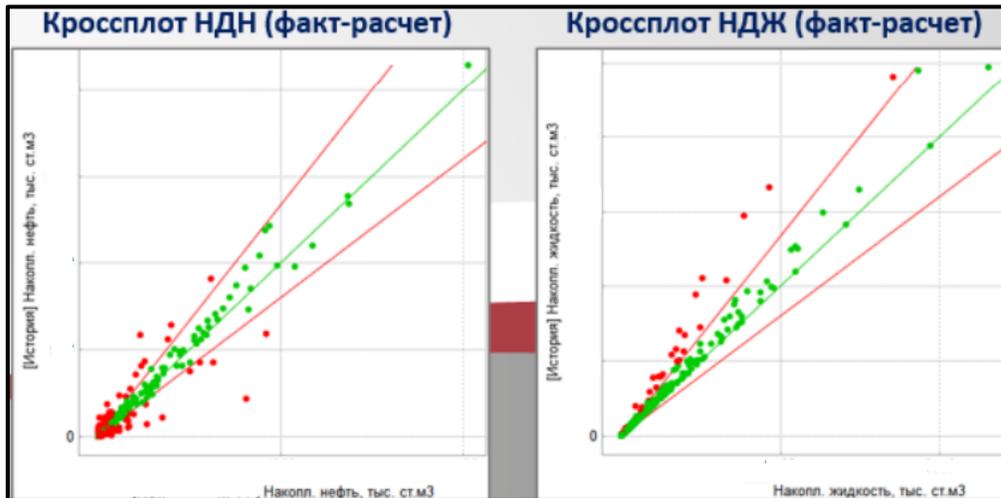
Класс 5



Адаптация ГДМ

На **начальном** этапе адаптация выполнена в целом по сектору в границах ГМ. На полномасштабной модели выполнена интегральная адаптация на фактические показатели разработки

На **втором** этапе общая модель была разделена на 3 сектора, выполнена детальная настройка на исторические параметры работы скважин



Выводы



На сегодняшний день технология автоматизированного восстановления свойств проходит апробацию на объекте ПАО «Татнефть»:

- 1) Проведена комплексная обработка и интерпретация геофизического материала, результаты интерпретации согласуются с данными по керну.
- 2) Разработана литолого-фациальная геологическая модель по участку в интервале залегания, оценены запасы по 3D модели по участку, для локализации тел с различными ФЕС и структурными характеристиками разработаны варианты классификации тел и критерии их выделения. Подсчитаны начальные геологические запасы нефти по 3D модели.
- 3) Разработана гидродинамическая модель, адаптирована по скважинным показателям. Выделены зоны перспективного бурения и ГТМ, рассчитаны проектные показатели разработки на прогнозный период.
- 4) На следующих этапах запланирована реализация рекомендованных ГТМ для подтверждения эффективности построенной ГГДМ



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

Трехмерные параметры (3D параметры) геологической модели

Имя параметра	Тип параметра	Описание параметра
Исходные параметры		
Zone	индексный	Код зоны после детальной корреляции, индекс: 1 – Д0; 2 – В.ИЗВ; 3 – ДI; 4 – ДII; 5 – С.ИЗВ; 6 – ДIIIа; 7 – ДIIIб; 8 – ДIV;
SAND	непрерывный	Доля песчаной фракции в скелете породы, д.е.
SHALE	непрерывный	Доля глинистой фракции в скелете породы, д.е.
PHI_CORR	непрерывный	Коэффициент пористости, д.е.
Swb_CORR	непрерывный	Доля связанной воды в породе, д.е.
Swr_CORR	непрерывный	Доля связанной воды в породе при $K_v=100\%$, д.е.
PHI_PZ	непрерывный	Коэффициент пористости, интерполированный в категориальной среде индекса коллектора (конечный параметр), д.е.
Swb_PZ	непрерывный	Доля связанной воды в породе, интерполированная в категориальной среде индекса коллектора, д.е.
Расчетные параметры		
Kabs_PZ	непрерывный	Коэффициент проницаемости коллектора, рассчитанный по параметрам Swb_PZ и PHI_PZ, мД
SILT	непрерывный	Доля алевритовой фракции в скелете породы, д.е.
LITO	дискретный	Индекс литологии пород на основе укрупненной классификации (1 – песчаник, 2 – алевролит, 3 – глина)

Имя параметра	Тип параметра	Описание параметра
LITO_3	дискретный	Индекс литологии пород на основе уточненной классификации (1 – песчаник крупнозернистый, 2 – алевролит, 3 – глина, 3 – песчаник мелкозернистый)
LITO_4	дискретный	Индекс литологии пород на основе классификации Даниловой по параметру $P_{эф}$ (1 – ВВП, 2 – ВП, 3 – СП, 4 – НП, 4 – НН)
LITO_5	дискретный	Индекс литологии пород на основе классификации Даниловой по параметру $K_{пр}$ (1 – ВВП, 2 – ВП, 3 – СП, 4 – НП, 4 – НН)
COLL	дискретный	Базовый индекс коллектора (1 – коллектор, 0 – неколлектор)
OWC	дискретный	ВНК по данным открытых источников, а.о., индекс: 0 – вода, 1 – нефть
Вспомогательные параметры		
DZ	непрерывный	Толщина ячейки, м
depth	непрерывный	Абсолютная отметка центра ячейки, м
vol	непрерывный	Геометрический объем ячейки, м ³