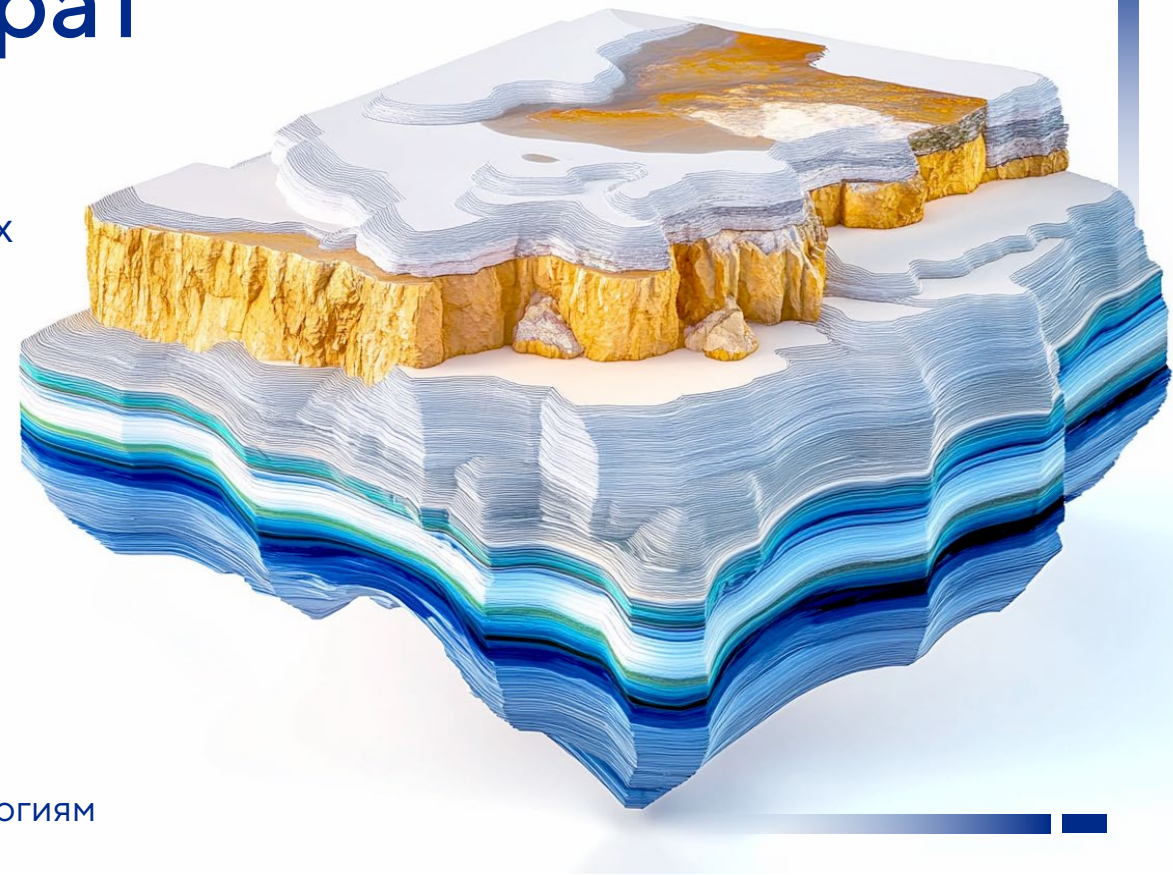


Снижение геологических рисков и непроизводительных затрат

При решении задач по локализации и извлечению высоких остаточных запасов нефти, выявлению пропущенных залежей в сложно-построенных коллекторах с применением цифровых технологий



Фарид Салимов

Директор по цифровым технологиям
в геологии и нефтегазодобыче

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



Цели и задачи

Цель



Повышение эффективности освоения месторождений, разработки на поздних стадиях, вовлечение в разработку неосвоенных и слабо освоенных участков пласта, снижение непроизводительных затрат, повышение рентабельности разработки.



Задачи



Применение методики с элементами искусственного интеллекта, обеспечивающей получение расширенного состава геологических данных без проведения дорогостоящих исследований, определение фактической насыщенности коллекторов, структуры запасов нефти:

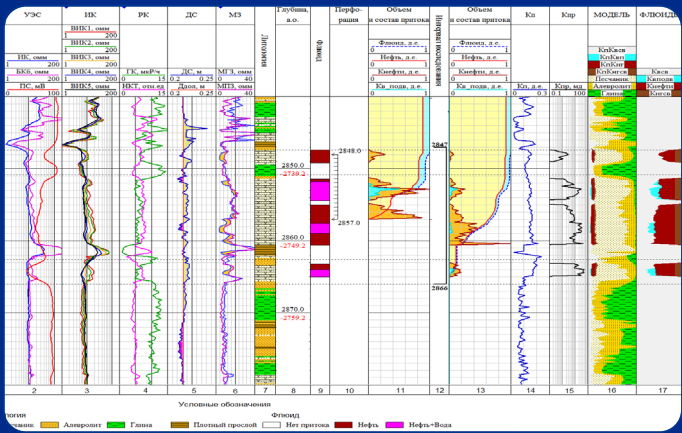
- Разработка 3D литолого-фациальной геологической, геомеханической модели пласта с выделением и локализацией тел различных классов пород
- Выделение пропущенных нефтенасыщенных интервалов пласта
- Планирование ГТМ, включая БВС с расчётом оптимальной траектории горизонтальной части
- Оптимизации процессов бурения и расположения скважин, в том числе горизонтальных стволов

Технологии геологического изучения строения месторождений нефти и газа

01

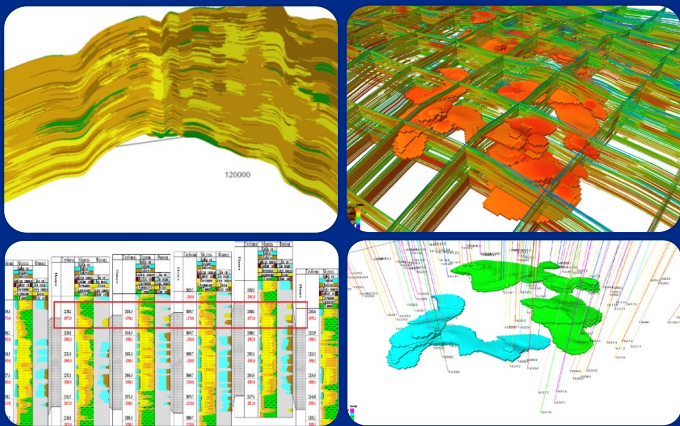
База данных расширенной интерпретированной информации по данным ГИС по технологии

ESKS-TABC с определением структурно-минералогического состава пород по всему разрезу



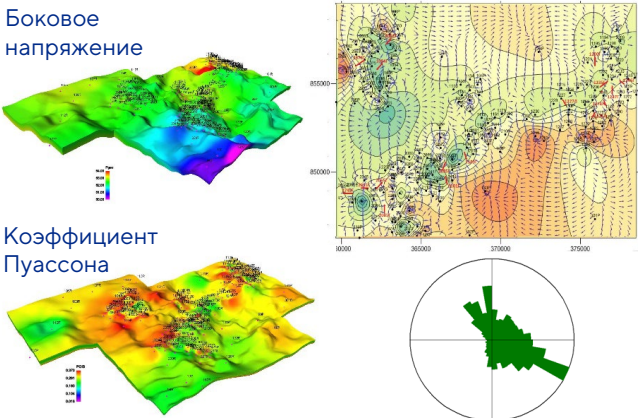
02

Литолого-фациальное геологическое моделирование с выделением тел по заданным критериям



03

Геомеханическое моделирование



04

Структура запасов и подсчет запасов по 3D геологической модели с учётом определения связанной воды и фактической проницаемости пород коллекторов

Общие запасы, тыс. т	Запасы в породах заданных фильтрационно-емкостных свойств, тыс. т					Доля от общих запасов, %	
	Диапазон Кп, д.е.	Диапазон Кпр, мД					
		<2	2-8	8-20	>20		Суммарные запасы распределенные по Кп, тыс. т
ЮВ1-1							
67678	<0.12	277	36	8	32	353	0.5
	0.12-0.15	8762	4612	902	400	14676	21.7
	0.15-0.18	5200	18027	12411	8571	44209	65.3
	>0.18	310	1691	2457	3975	8433	12.5
Доля от общих запасов, %		21.5	36	23.3	19.2	100	

Класс 1 Класс 2 Класс 3 Класс 4

Технологии геологического изучения строения месторождений нефти и газа, экспертная система ESKS

Классификации с использованием дерева решений по коллекторским свойствам, литологии и насыщению



Коллектор – неколлектор

Коллектор

Неколлектор

По литологии

Песчаник

Алеврит

Глина

Уголь

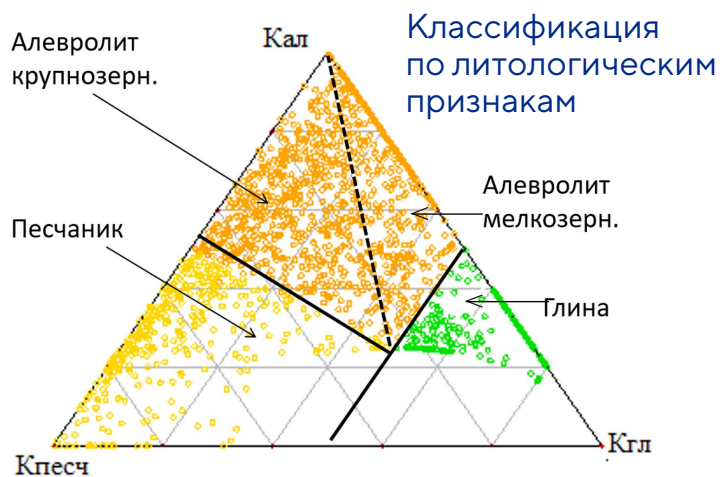
По характеру притока

Нефть

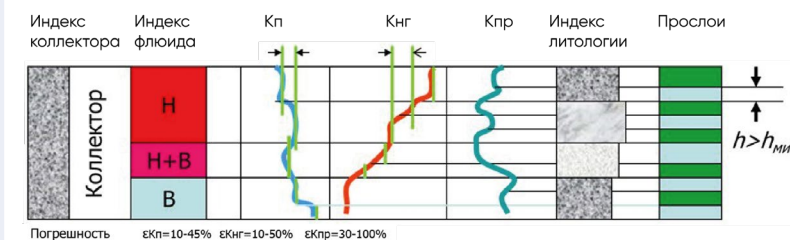
Нефть + вода

Вода + нефть

Вода



Выделение квазиоднородных прослоев по результатам обработки



Определение квазиоднородных по геологическим свойствам прослоев на основе интеллектуального анализа и классификации пород по их свойствам, определенным на этапе автоматизированной интерпретации на каждом шаге квантования

Технологии геологического изучения строения месторождений нефти и газа, экспертная система ESKS

Назначение

Управление процессом комплексной интерпретации геолого-геофизической информации непрерывно вдоль разреза вскрытого стволом скважины с помощью технологий автоматизированной интерпретации для терригенных (TABС) и/или карбонатных (CARB) пород



Особенности

Экспертная система (ESKS) построена на основе процедур логического вывода и принятия решений и базы знаний, реализованной как совокупность фактов и правил логического вывода о классификации пород по структурно-литологическим, коллекторским, фильтрационно-емкостным и флюидалным свойствам

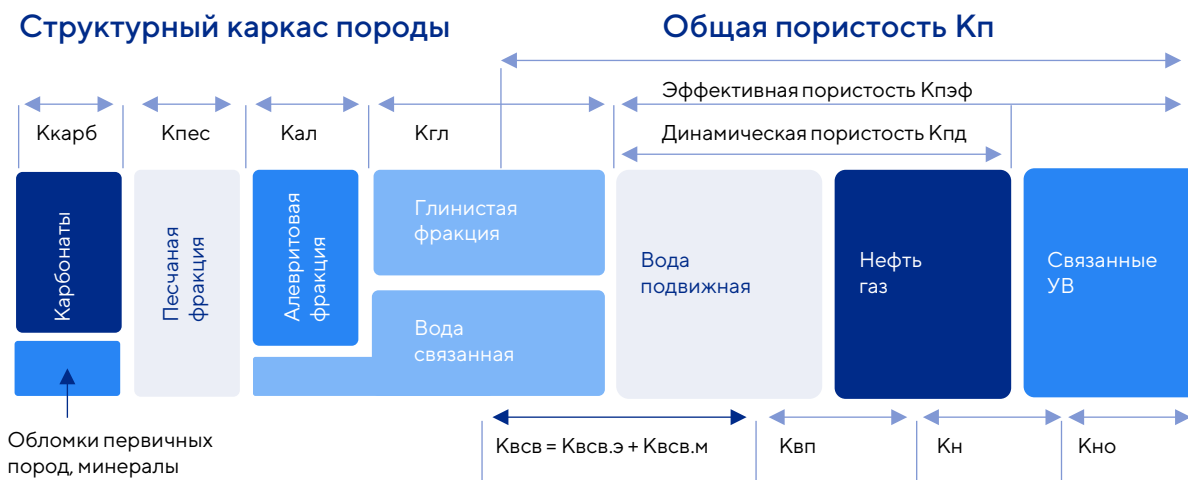
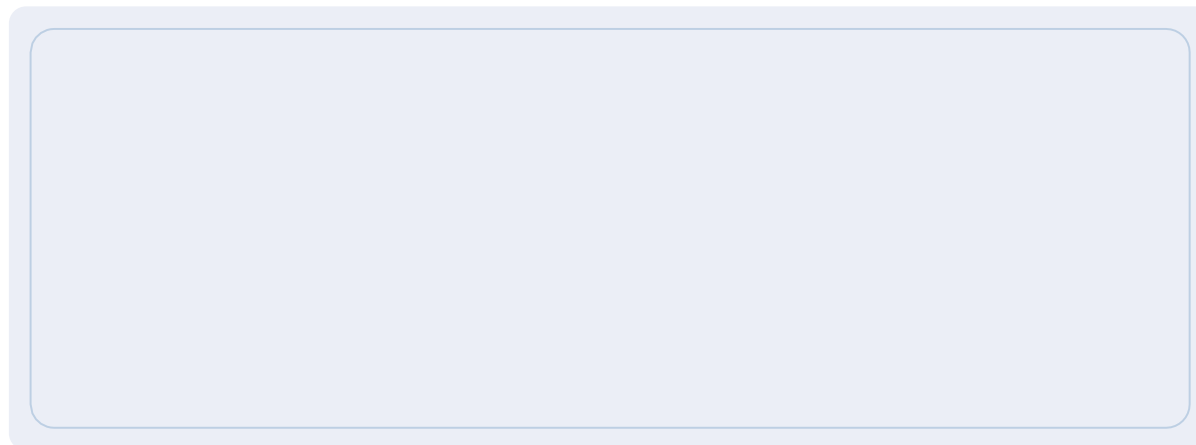


Преимущества

Однозначный и сопоставимый результат для похожих ситуаций в условиях большой неопределенности. Определение расширенного набора параметров, касающихся геологических свойств горных пород



Технология автоматизированной интерпретации данных ГИС в терригенном разрезе «Методика TABC»



Исходный
комплекс

УЭС (ИК, БК, БКЗ...)

ПС

ГК

$W_{нк}$, АК, ГГКп

Выходные параметры

Структурно-минералогическая модель
 $K_{пес}$, $K_{ал}$, $K_{гл}$, $K_{карб}$, $K_{уголь}$, K_p

Флюидальная модель
 $K_{в.св}$, K_v , K_g , K_n , $K_{но}$

Фильтрационные свойства коллекторов
 $K_{пр}$, $K_{пр.в}$, $K_{пр.г}$, $K_{пр.н}$

Прогнозные кривые профиля притока продукции
Оценка обводненности

Механические и скоростные свойства пород
коэффициент Пуассона, модуль Юнга, V_p , V_s , сейсмотрасса

Давления
 P_g , $P_{бок}$, $P_{пл}$, $P_{гидро}$, $P_{гпр}$

Теоретические кривые
УЭС и ПС для $K_v=100\%$, DT, RHOV, W

Технология автоматизированной интерпретации данных ГИС в терригенном разрезе «Методика TABC»

Назначение

Для непрерывной послойной обработки комплекса кривых каротажа во всем интервале терригенного разреза скважины



Особенности

Реализует запатентованный алгоритм, в основе которого лежат результаты собственных научно-исследовательских работ авторов



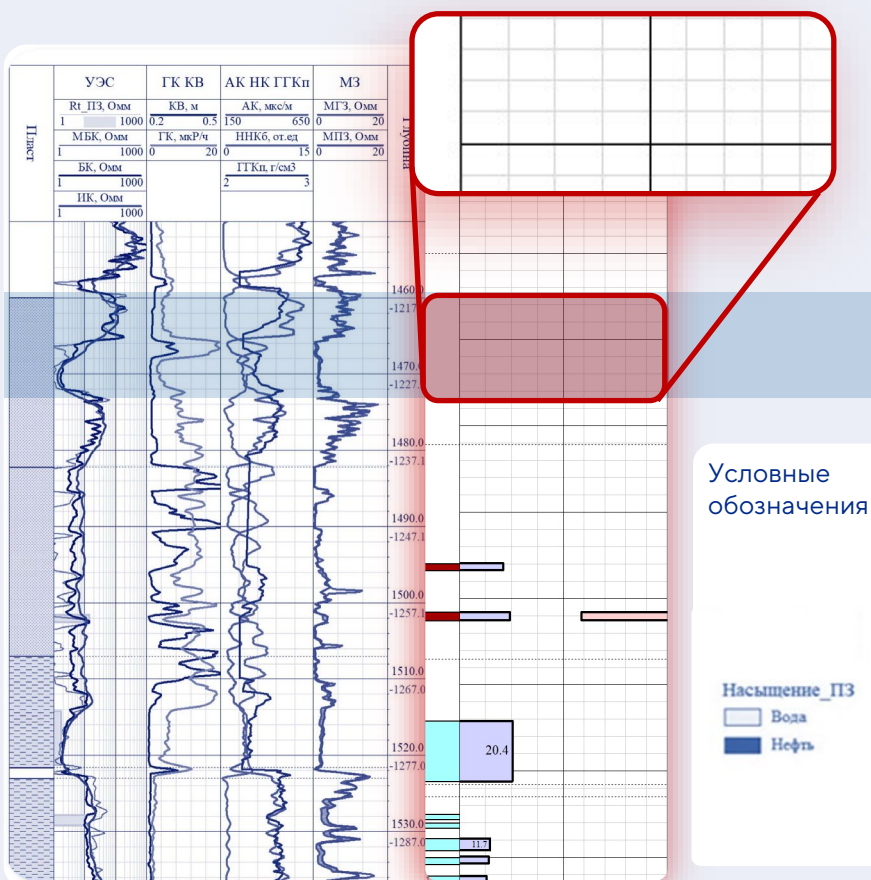
Преимущества

В основе интеллектуального алгоритма технологии TABC лежат обобщенные петрофизические модели, разработанные на основе изучения закономерностей изменения адсорбционных и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород

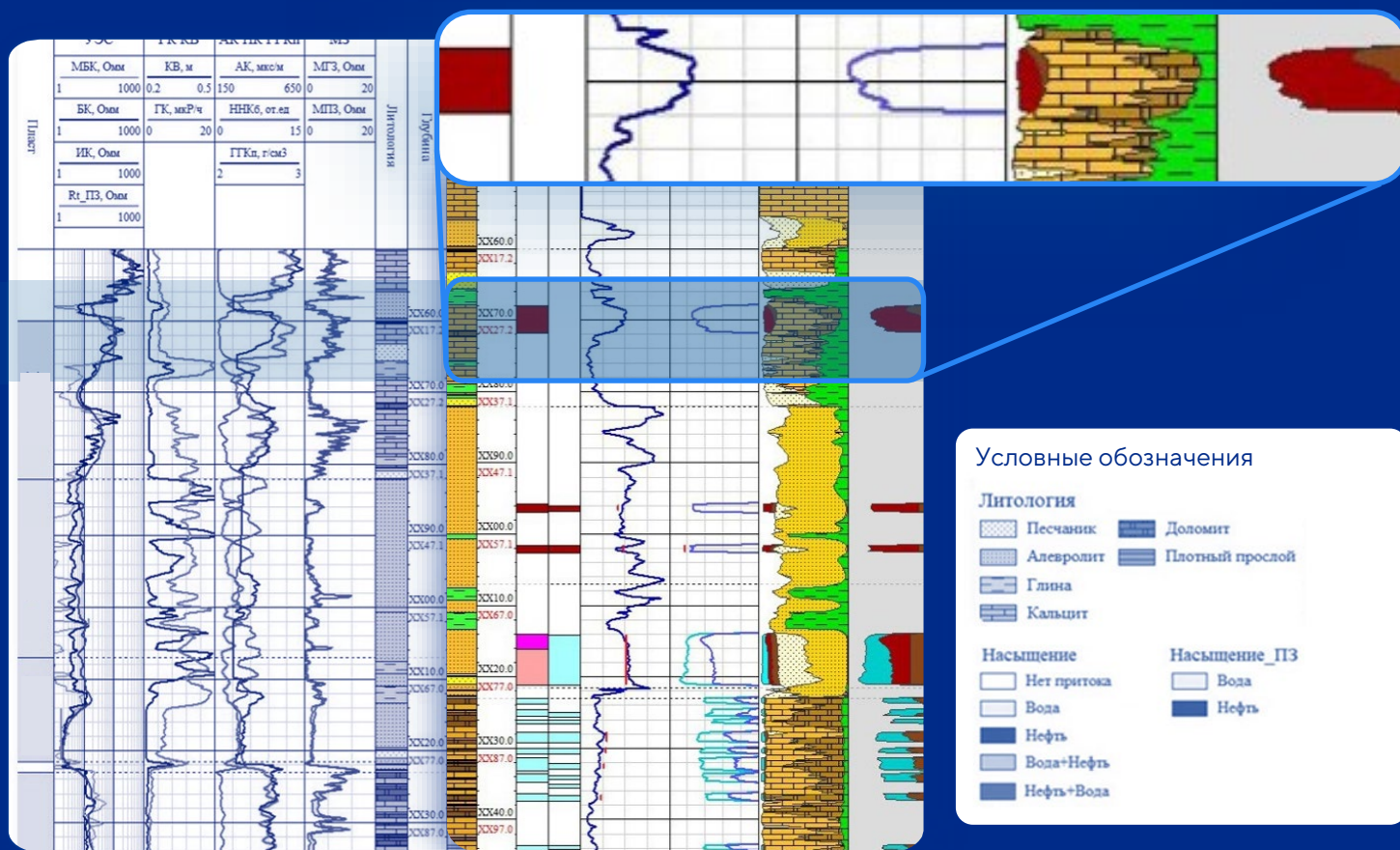


Пример извлечения новой информации

Российская традиционная технология



Технология ESKS-TABC, реализованная в ПО Gintel



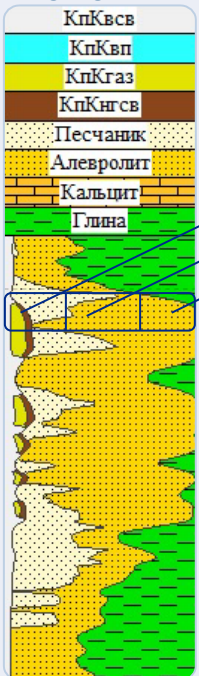
Сравнительная характеристика методик интерпретации данных ГИС

Показатели	Методика ТАВС	Традиционная методика при ПЗ
Определяемые параметры:		
1. Структурно-минералогическая модель	Кп, Кпес, Кал, Кгл, Ккарб	Кп
2. Флюидальная модель пород	Кв.св, Кв.п, Кнг	Кв, Кнг
3. Фильтрационные характеристики	Кпр, Кпр.в, Кпр.г, Кпр.н	Кпр
4. Литология	песчаники, алевролиты и их смеси, глины, карбонаты	
5. Насыщение	газ, нефть, вода подвижная, вода связанная	газ, нефть, вода
Интерпретационная модель породы	Трехкомпонентная Песчано – алевроито – глинистая	Однокомпонентная Скелет - поровое пространство
Петрофизическое обеспечение	Система обобщенных петрофизических моделей, разработанных в соответствии с мировыми стандартами, адаптированных к геологическим условиям Ромашкинского месторождения : УЭС, ПС, ГК, АК, НК, ГГК, Кв.св, Кпр, Кпр.в, Кпр.н, Кпр.г	Набор стохастических связей для однокомпонентной породы: Кп(Апс), Кп(НК), Кп(АК), Р(Кп), Рн(Кв), Кпр(Кп) и др.
Особенности методики интерпретации данных ГИС	1. Обработка всех пород в разрезе в два этапа: - расчет кривых свойств пород и флюидов, - выделение прослоев однородных по геологическим, коллекторским свойствам и насыщению 2. Оценка достоверности интерпретации данных ГИС в каждой скважине без и при использовании керна	1. Обработка только предварительно выделенных в разрезе интервалов коллекторов 2. Оценка достоверности условна (кern использован для установления самих стохастических связей)

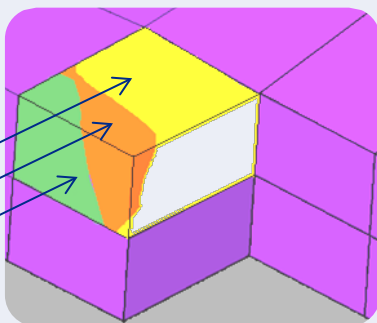
Литологическое моделирование на основе классификации пород

01 Соответствует принципам выделения литологии в скважине на этапе интерпретации данных ГИС

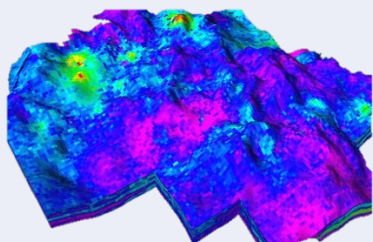
Технология
ESKS-TABC



Ячейка куба

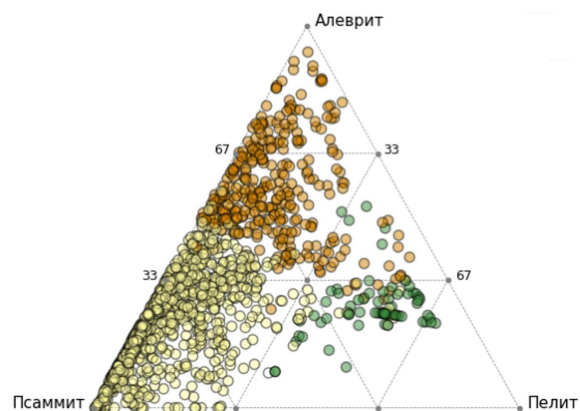


Тренды по сейсмике

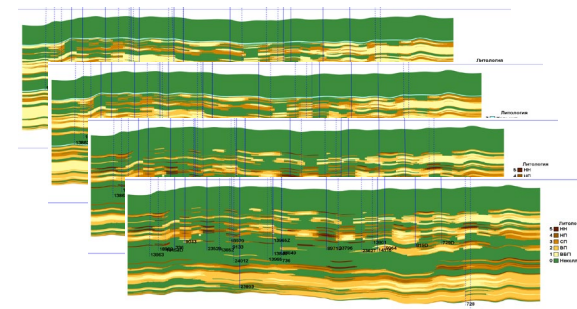
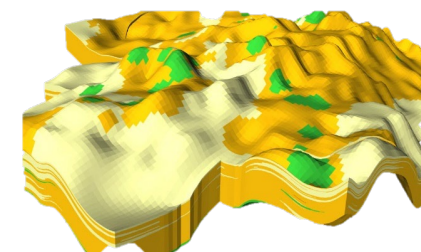


02 Соответствие литотипам, определённым на основе исследований фракционного состава керна

Классификация терригенной породы



Реализации куба литологии в соответствии с классификацией пород



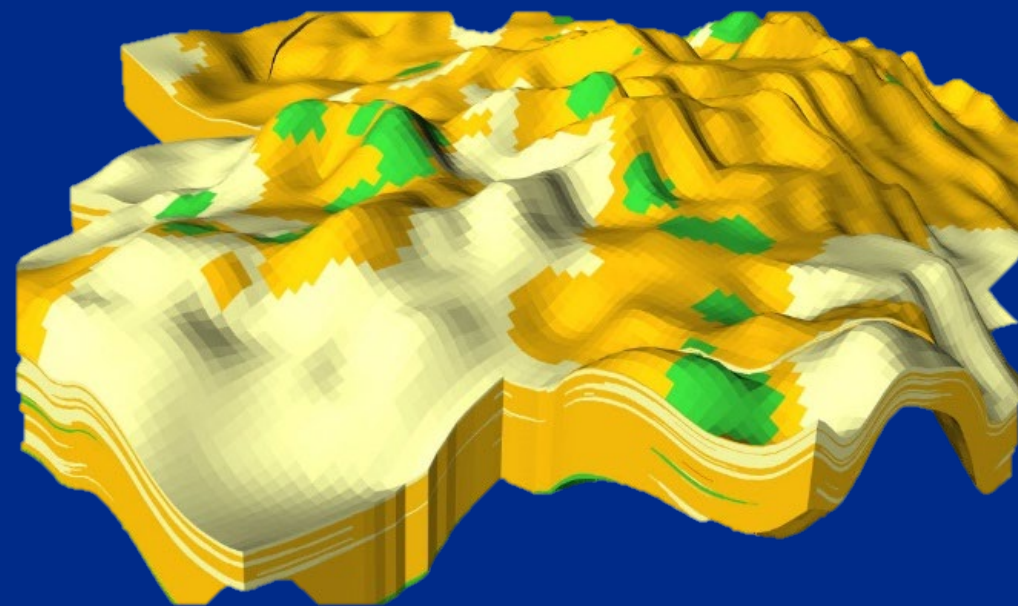
Литологическое моделирование на основе классификации пород

- 01 Соответствует принципам выделения литологии в скважине на этапе интерпретации данных ГИС

Кривые содержания песчаной, алевритовой и глинистой фракций, рассчитанные вдоль ствола скважины, позволяют применить любую из существующих классификаций для определения литологического типа породы в любой точке разреза вдоль ствола скважины.

Для каждого месторождения разрабатывается своя классификация пород в зависимости от необходимой детализации неоднородности

- 02 Соответствие литотипам, определённым на основе исследований фракционного состава керна



Комплексирование сейсмической информации и результатов интерпретации данных ГИС

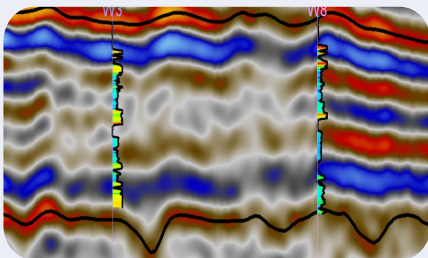
по технологии ESKS-TABC на основе машинного обучения

Методы комплексирования

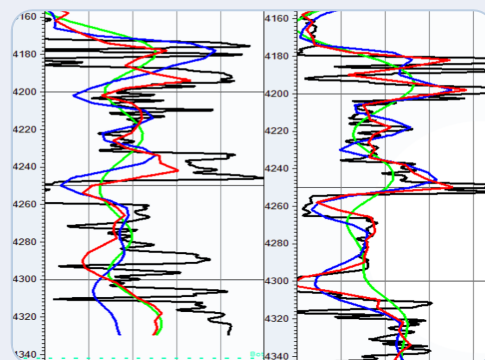
- Петроупругое моделирование **традиционное**
- Машинное обучение

Исходные данные

- Результаты интерпретации данные ГИС по ESKS-TABC
- Сейсмические данные
 - Куб акустического импеданса Z_p
 - Куб импеданса поперечных волн Z_s
 - Куб отношения скоростей V_p/V_s
 - Куб плотностей

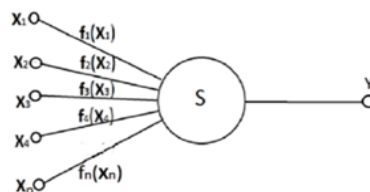


Сравнение измеренной и прогнозных кривых пористости



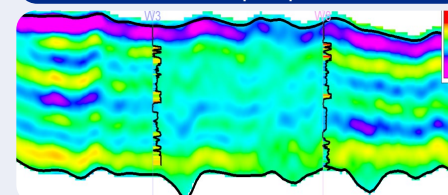
- ГИС
- Лин. регрессия
- Классическая НС
- НС Колмогорова

Нейронная сеть Колмогорова

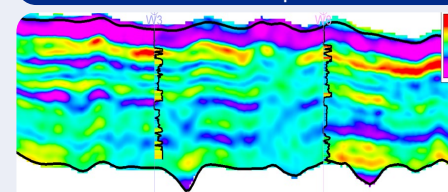


Сравнение кубов прогноза пористости

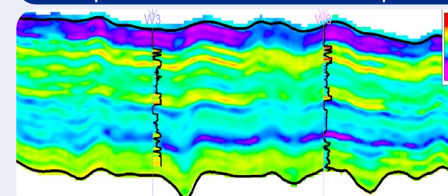
Линейная регрессия



Классическая нейронная сеть



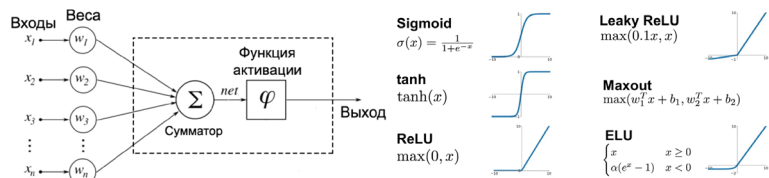
Нейронная сеть Колмогорова



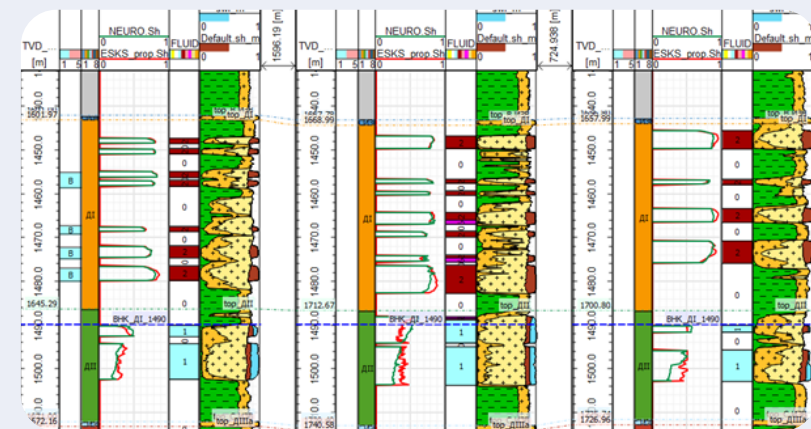
Увеличение
качества
прогноза

Моделирование насыщения продуктивных пластов на основе машинного обучения

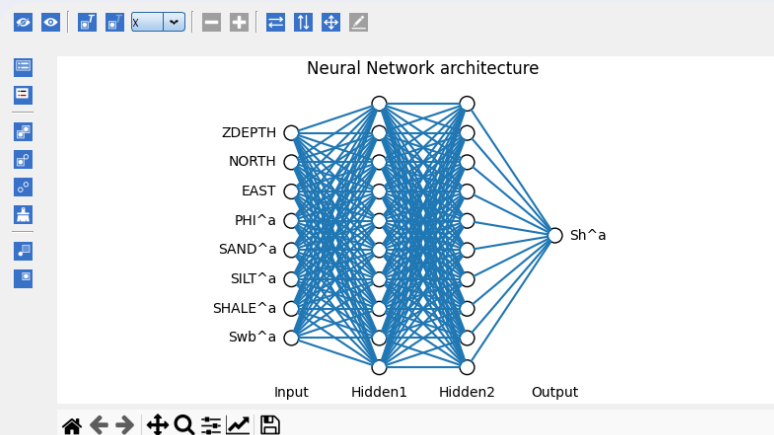
Выбор топологии и активации



Расчёт насыщенности в скважинах и кубе модели



Обоснование архитектуры персептрона



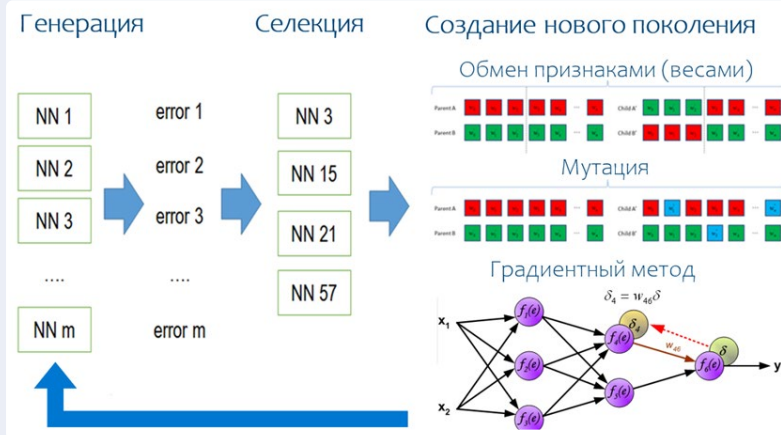
Пространственное положение

- координаты NORTH и EAST
- Абсолютная глубина

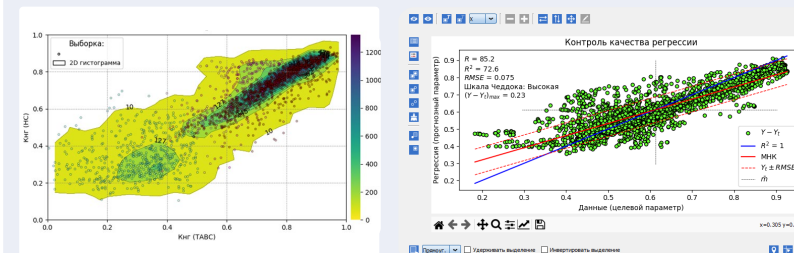
Структурно-минералогическое строение породы

- Содержание псаммитовой фракции
- Содержание алевритовой фракции
- Содержание пелитовой фракции
- Коэффициент пористости
- Доля связанной воды

Обучение нейросети



Оценка качества прогнозной модели



Моделирование насыщения продуктивных пластов на основе машинного обучения

Подход гибридного сочетания генетического и градиентного алгоритмов

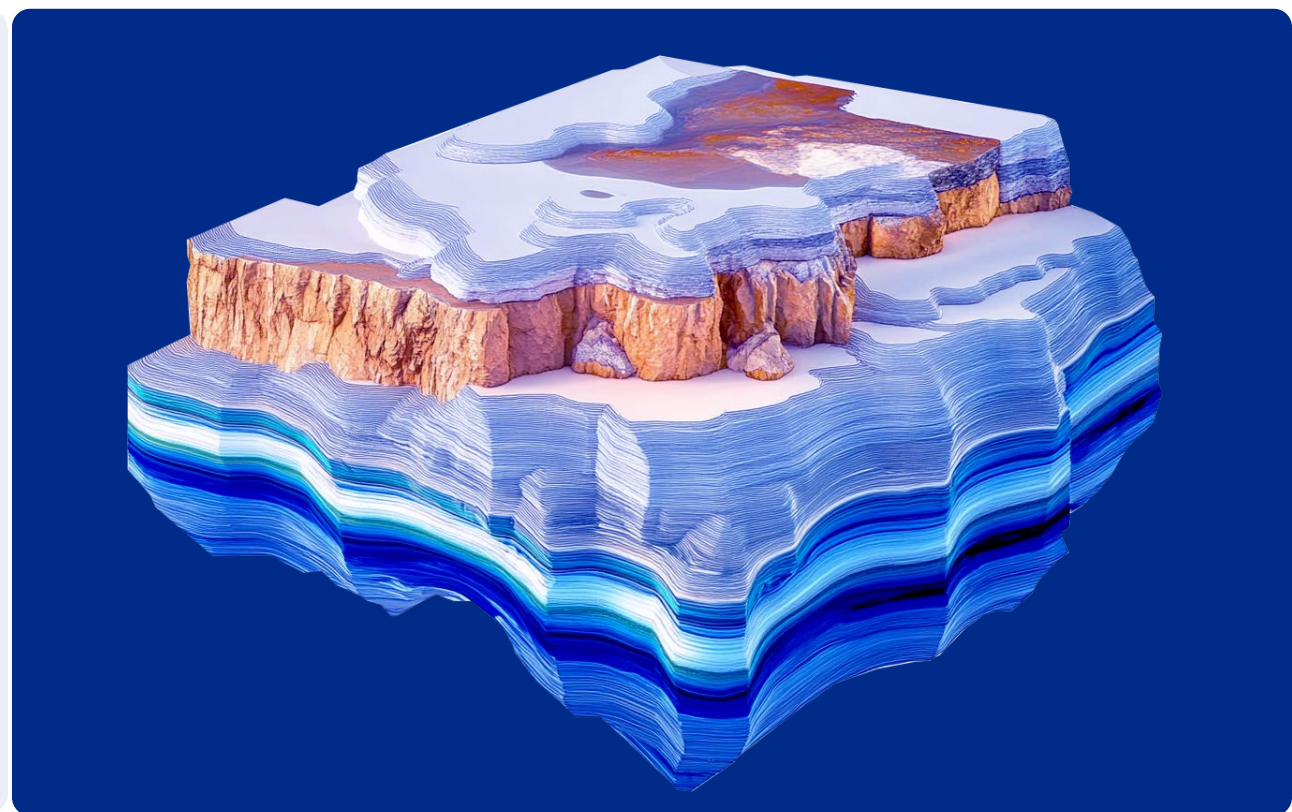
(Kobrunov & Priezzhev, 2016)

Для обучения нейронных сетей прямого распространения

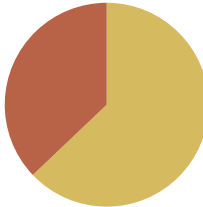
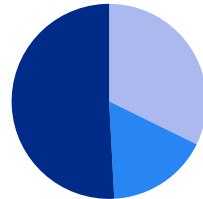
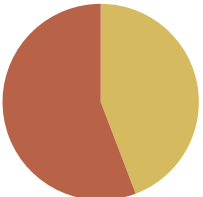
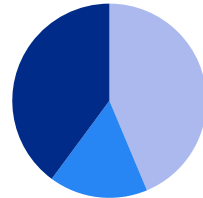
Алгоритм прогнозного оператора по Тихонову

(Тихонов и Арсенин, 1977)

Для регуляризации данных первых слоёв глубоких нейронных сетей

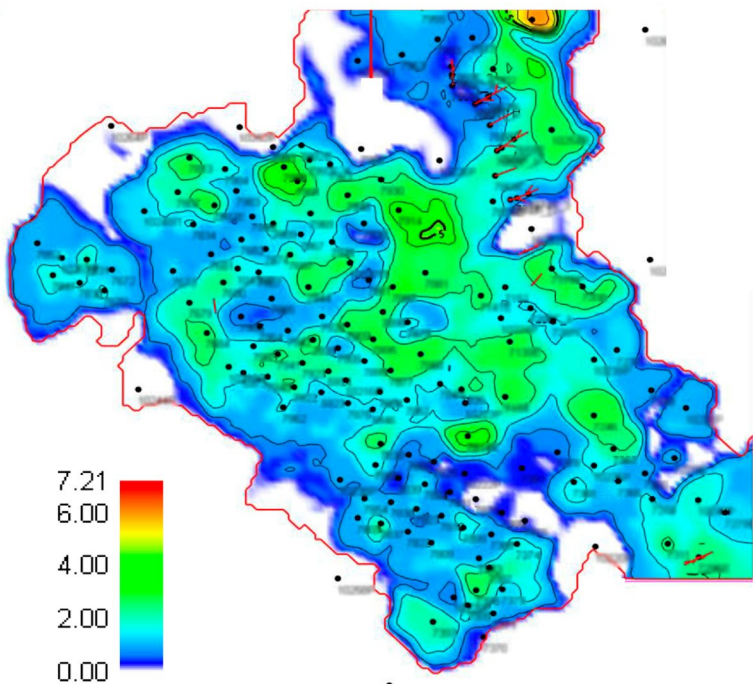


Расчёт структуры запасов углеводородов в геологической модели

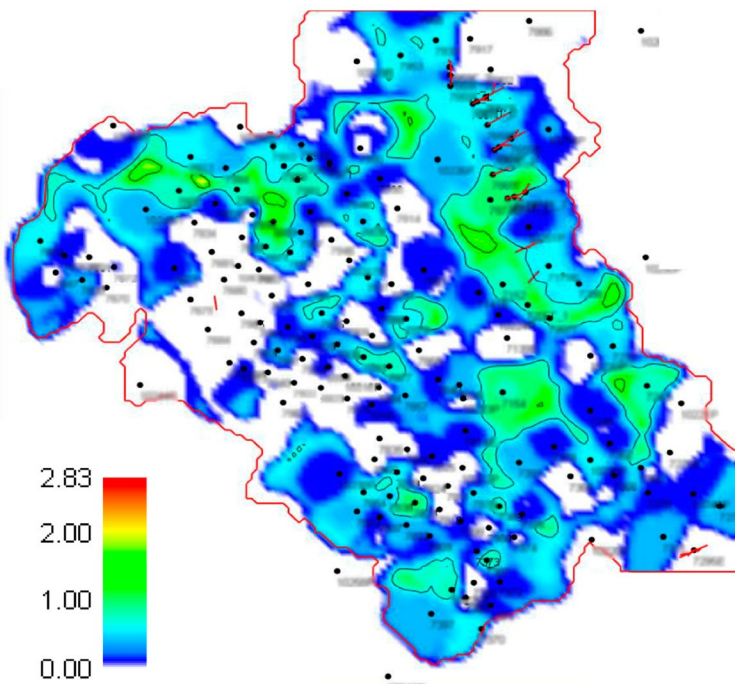
Общие запасы, тыс. т	Запасы в породах заданных фильтрационно-емкостных свойств, тыс. м³					Заливка по преимущественному типу литологии		Заливка по диапазону ФЕС			
	Диапазон Кп, д.е.	Диапазон Кпр, мД			Суммарные запасы по Кп, тыс. т	Песчаник	Алевролит	Легко извлекаемые	Промежуточные	Трудно извлекаемые	
		<10	10-40	>40							
пласт X-1											
19897	< 0.171	6099	545	1	26	6670					
	0.171 - 0.187	3470	2957	2	455	3					6882
	> 0.187	379	3030		2933						6342
пласт X-2											
12757	< 0.171	3345	520		98	3963					
	0.171 - 0.187	1221	1843		958						4022
	> 0.187	156	1567		3046						4769

Расчёт структуры запасов углеводородов в геологической модели

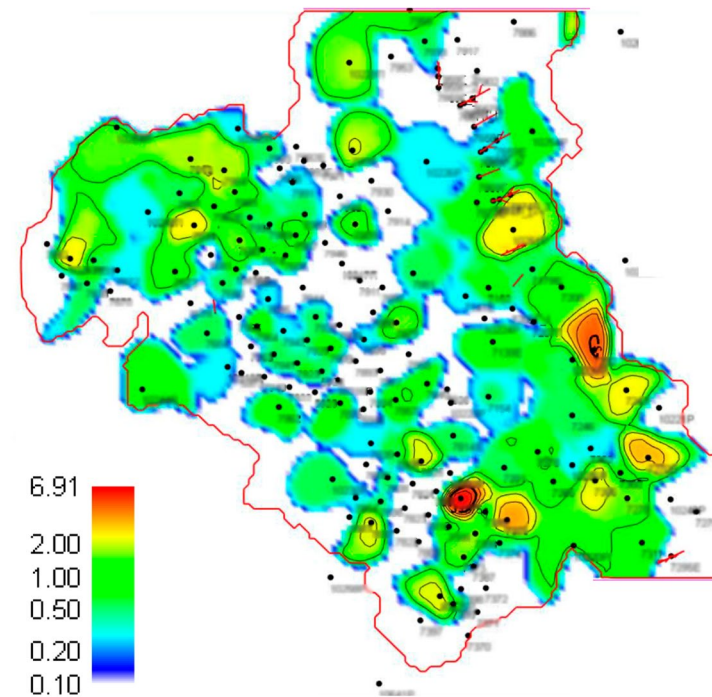
1



2



3



Выделение тел, образованных в различных фациальных обстановках

и характеризующихся различным фракционным составом и отсортированностью

Выделено 27 тел

Класс 1

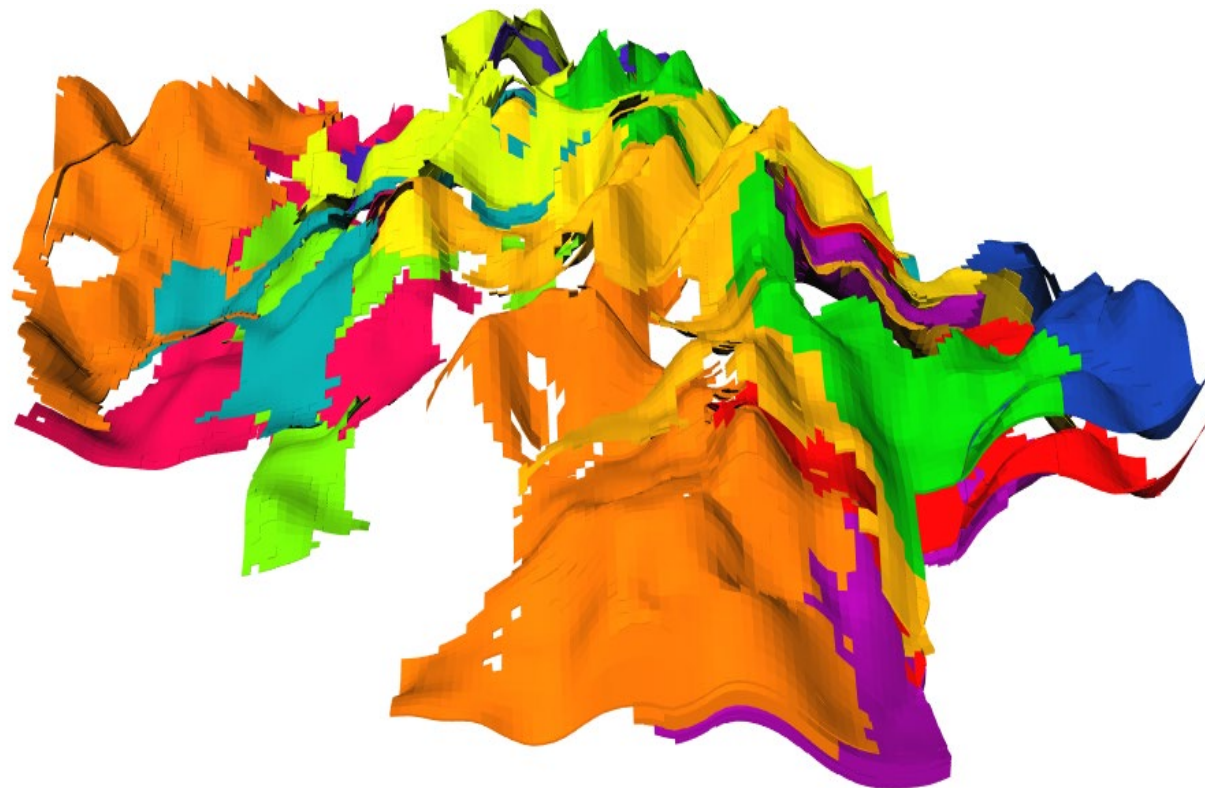
- 7 тел
- $K_{пр} > 40$ мД
- $K_p > 18.7\%$
- $6 < \text{Объем} < 41$ млн. м^3

Класс 2

- 8 тел
- $10 \text{ мД} < K_{пр} < 40 \text{ мД}$
- $17.1 < K_p < 18.7\%$
- $6 < \text{Объем} < 21$ млн. м^3

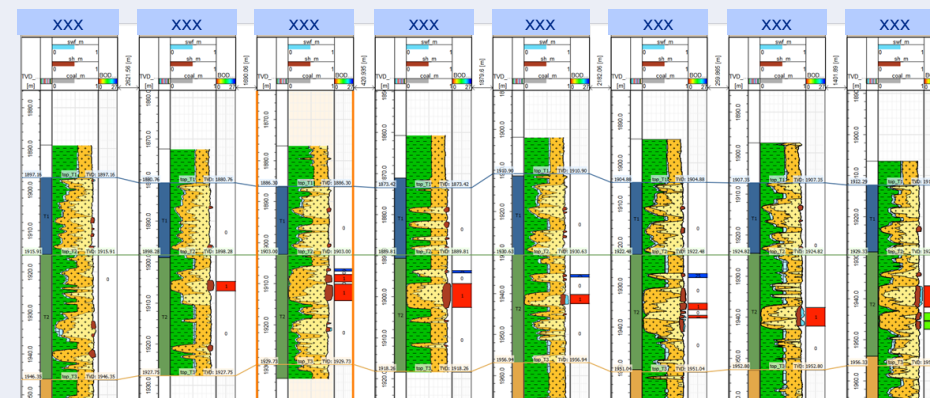
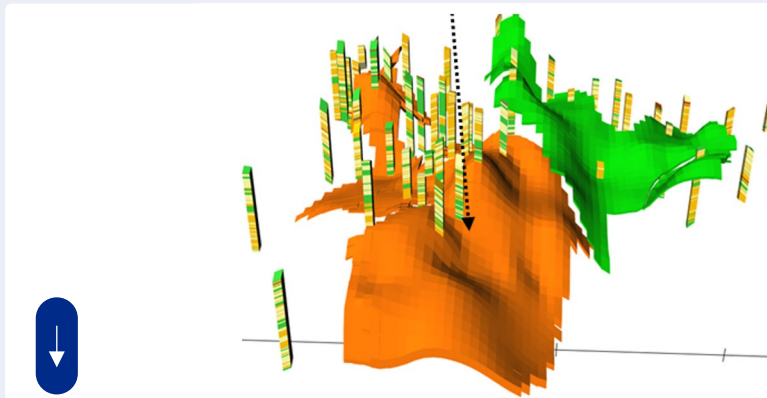
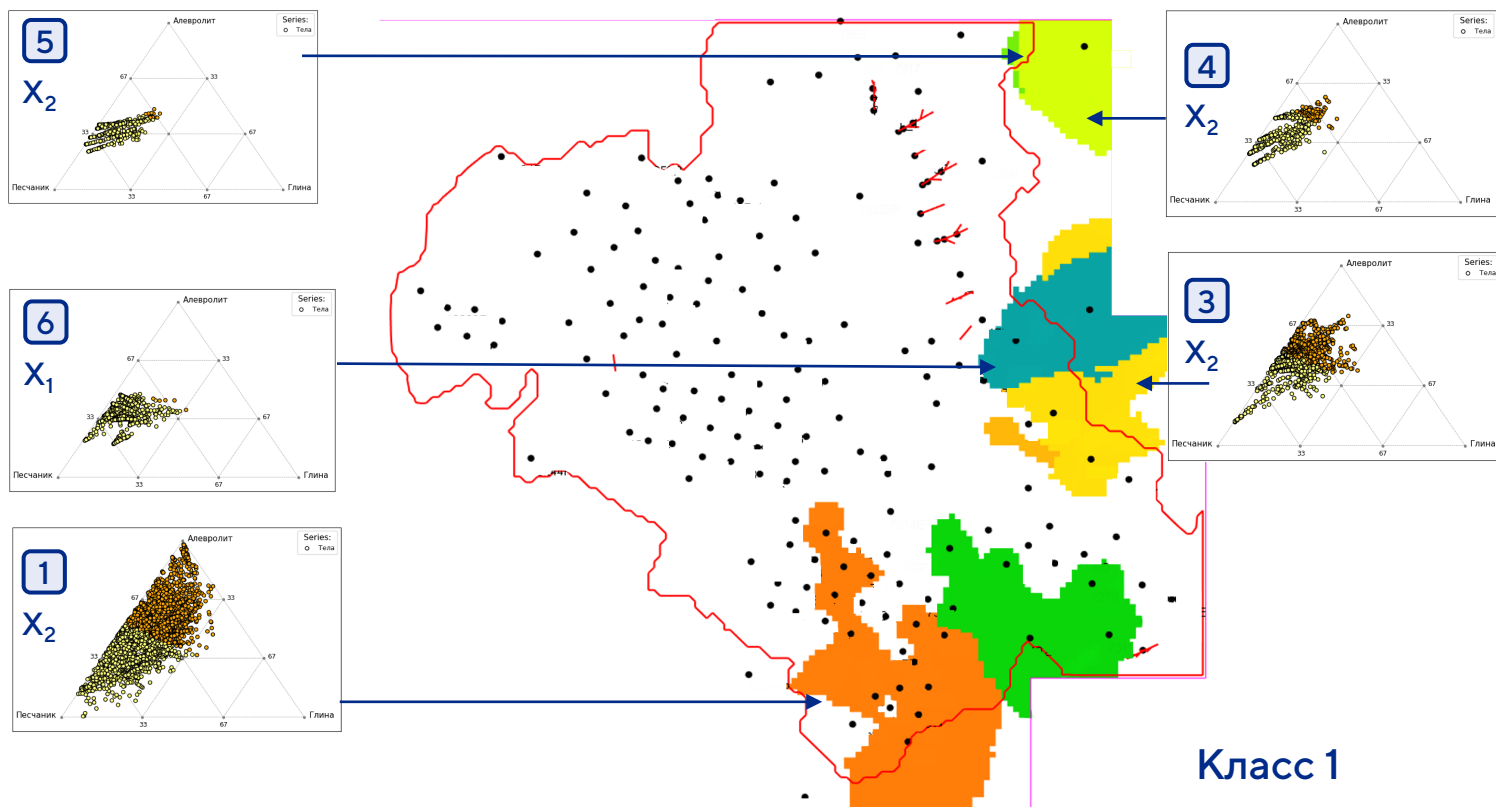
Класс 3

- 12 тел
- $K_{пр} < 10$ мД
- $K_p < 17.1\%$
- $6 < \text{Объем} < 29$ млн. м^3

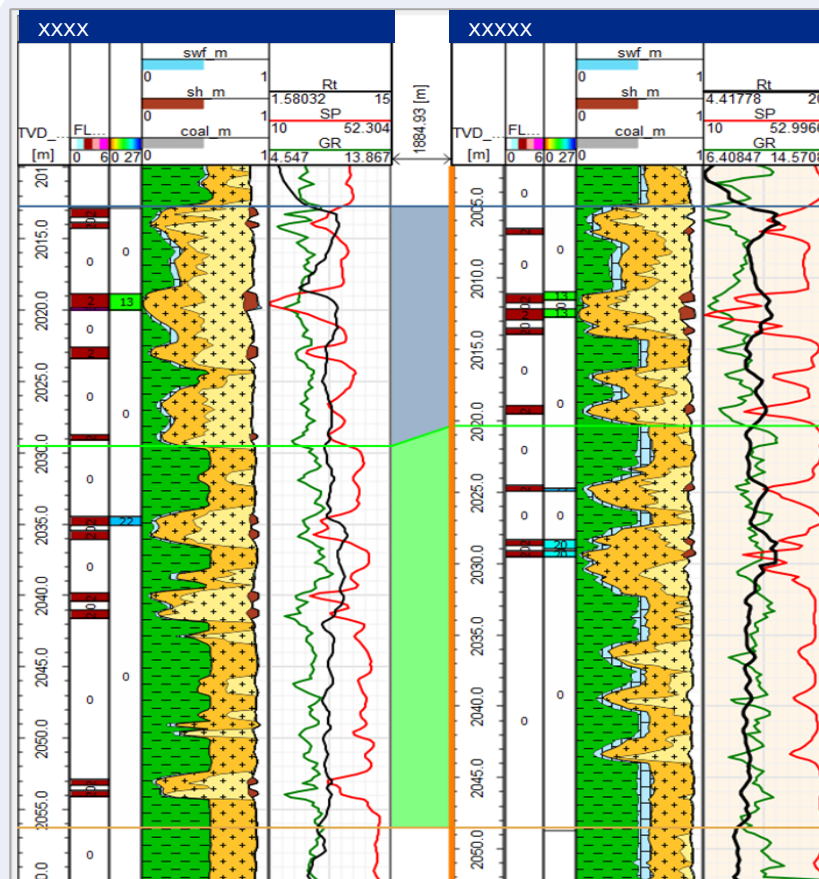
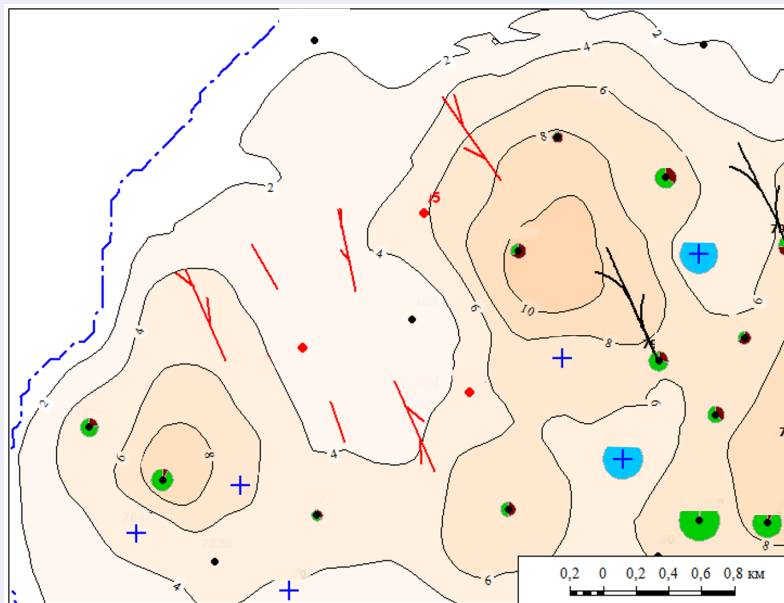


Выделение тел, образованных в различных фациальных обстановках

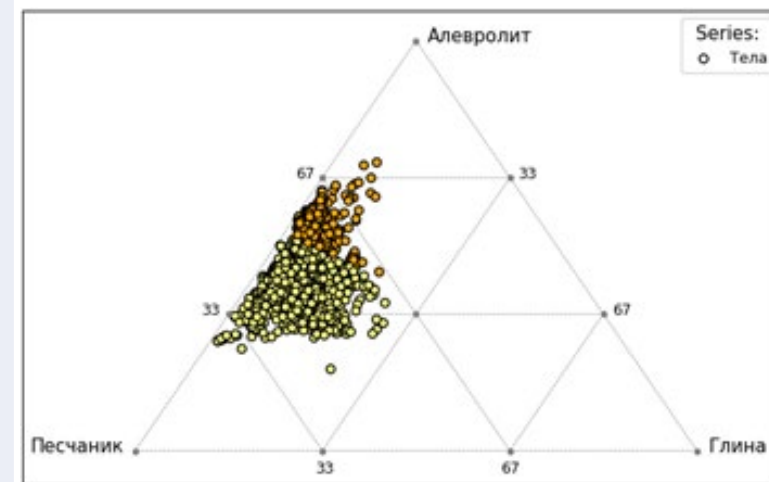
и характеризующихся различным фракционным составом и отсортированностью



Потенциальный участок для бурения горизонтального ствола на примере куста № XX

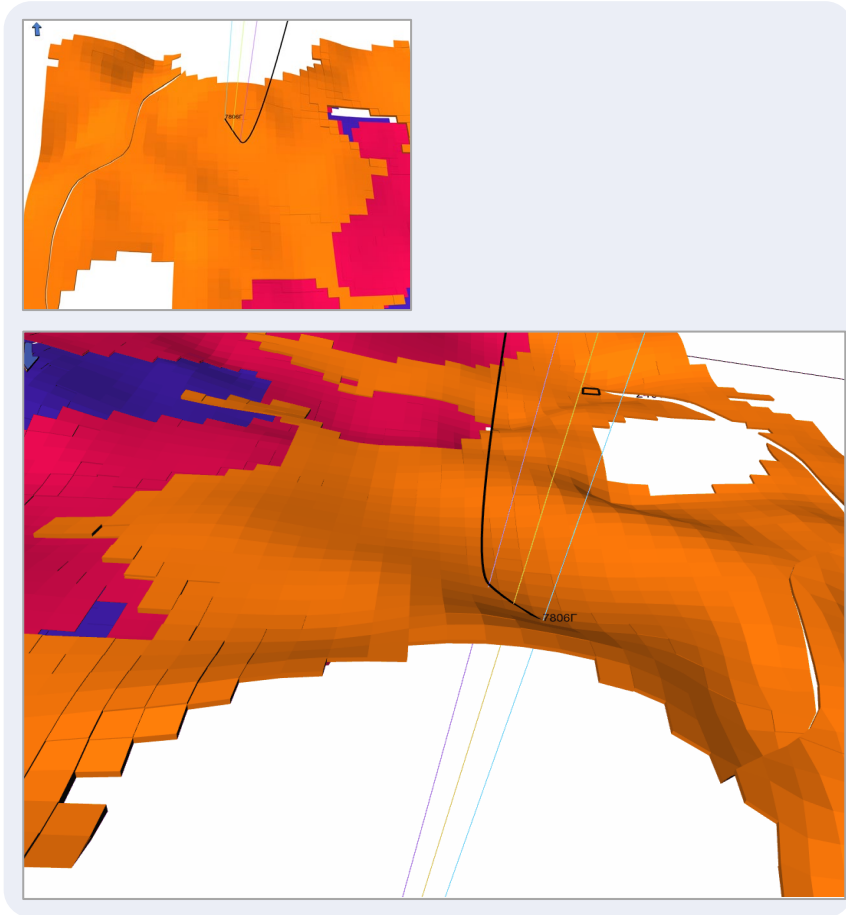
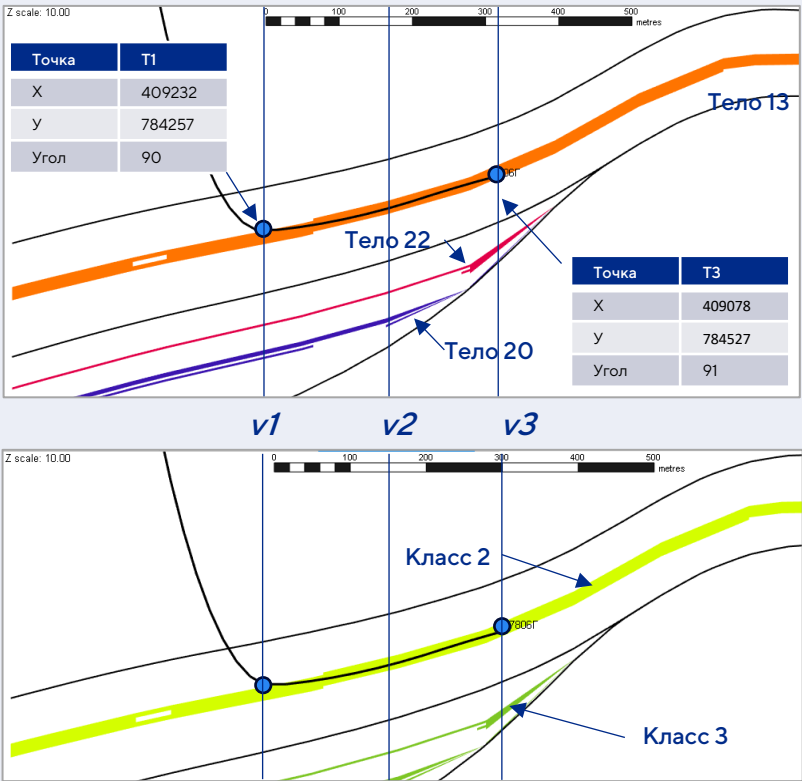


Тело 13 Класс 2

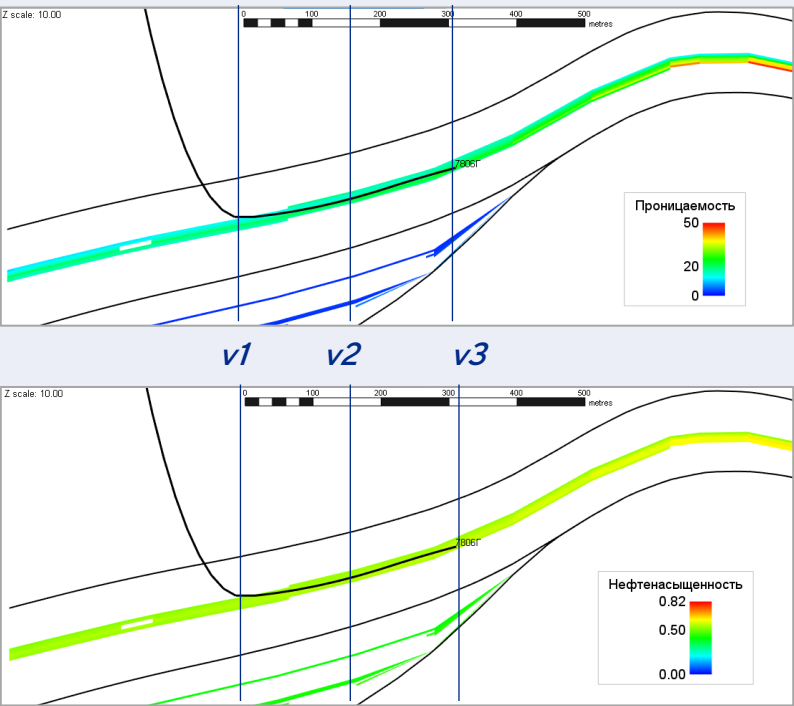


Потенциальный участок для бурения горизонтального ствола на примере куста № XX

Прогноз свойств из модели скв. XXX



Прогноз свойств из модели



Сравнение расчётных показателей работы скважин

по модели куста № XX с фактическими данными после бурения

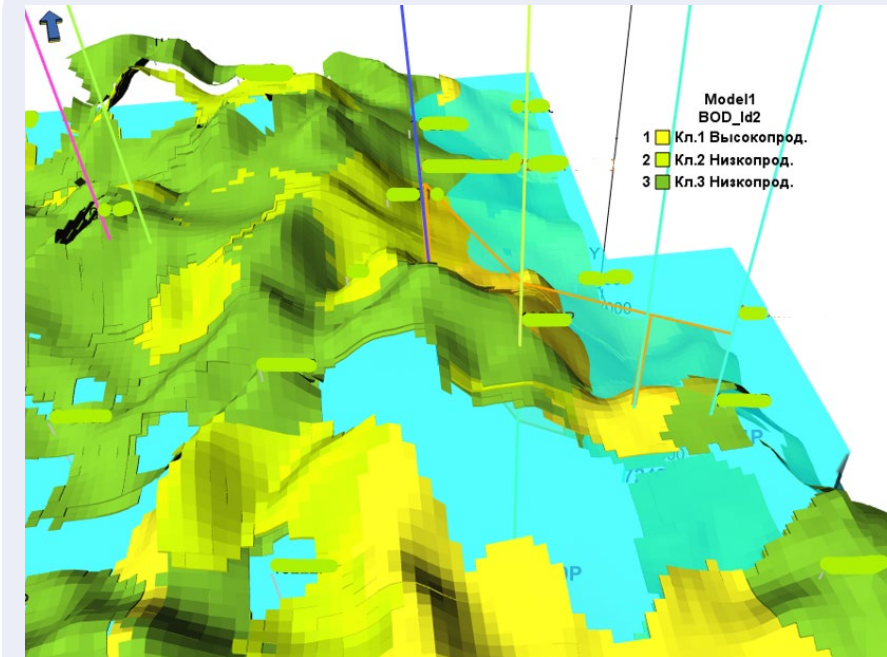
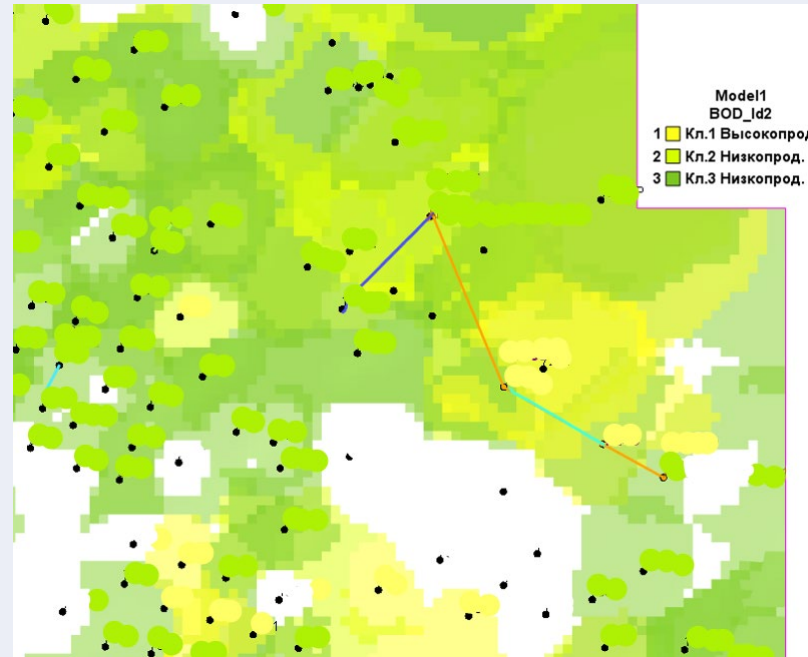
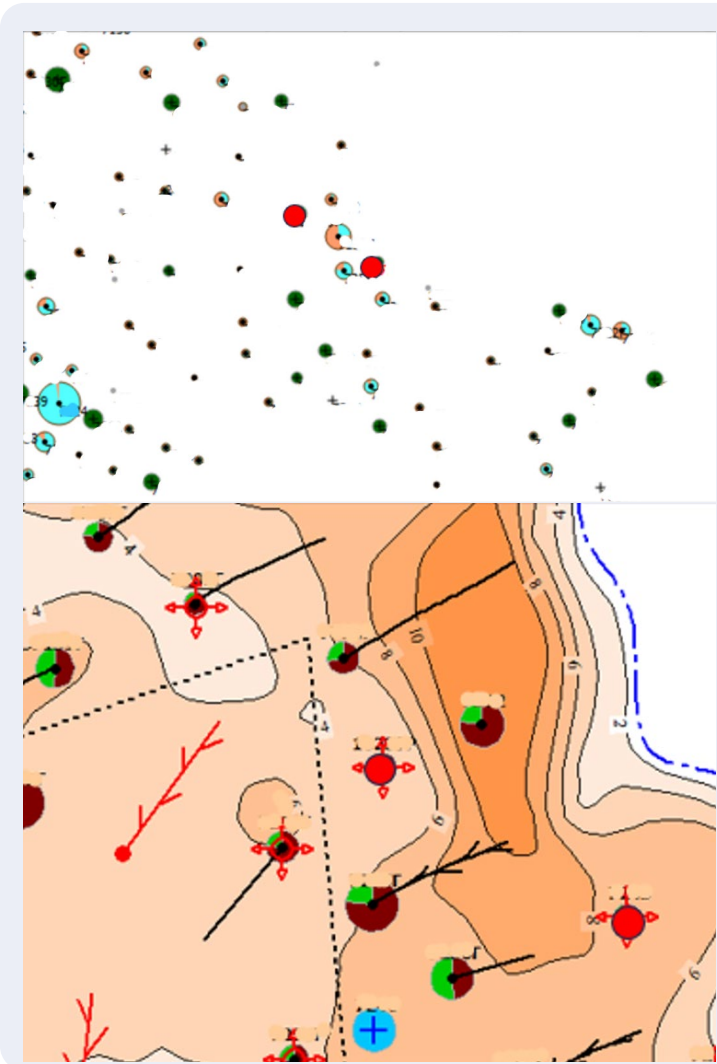
Отклонение расчёта от факта по дебиту жидкости составило 6%, по дебиту нефти 15%

Скв.	Тип	Длина ГУ, м	N ГРП	ННТ, м	Кпр мД	Кпрод	Qж расч. м3/сут	Qн расч. т/сут	WC расч., %	Qж факт (2 мес.работы) м3/сут	Qн факт (2 мес.работы) т/сут	WC факт, %
XX	ННС	-	1	6,40	12,0	0.213	17	12	17	29	22	8
XXXГ	МЗС	600	7	611.2	19,40	0.561	42	31	14	41	29	15
				327.2	21,90							
				611.2	19,40							
XXXXГ	МЗС	500	7	514.0	12,70	0.506	48	36	12	37	25	20
				248.6	19,00							
				490.6	11,60							
XXX	ННС	-	1	3,40	8,10	0.126	12	7	30	20	13	18
ХГ	МЗС	600	7	625.8	19,0	0.423	42	23	43	52	36	17
				415.6	18,70							
				638.2	17,50							
XXГ	ГС	300	5	315,00	17,50	0.358	34	20	33	34	23	18
XXXXXXГ	МЗС	600	7	470.2	20,70	0.503	45	26	45	38	27	26
				295.8	18,70							
				504.4	16,30							
ХххГ	ГС	300	5	262.0	13,10	0.353	30	16	41	44	29	20
XXXXXXX	ННС	-	1	5,40	5,90	0.256	23	12	36	17	12	16
В среднем по КП:							33	20	30	35	24	18
Итого:							293	183		312	216	

Формирование мероприятий по нагнетательному фонду

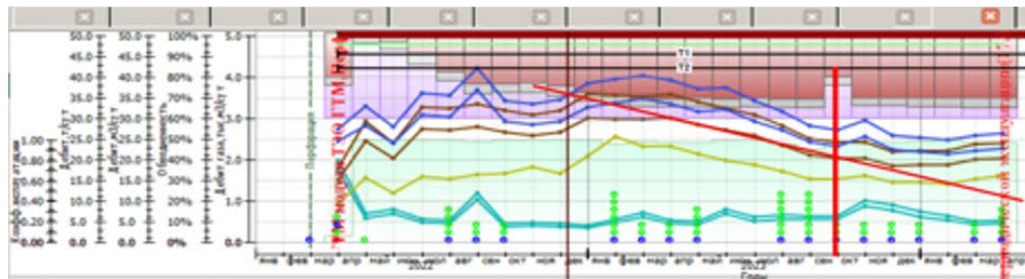
№	Скважина	куст	Режим до ГТМ (на 1.10.2023г)				Базовы й дебит нефти	Планируемое мероприятие (ГТМ)	Ожидаемый режим				Входной прирост, т/сут	Комментарий	Комментарий (КНИПИ)
			Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., % (мас.)	Прием., м3/сут			Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Обв., % (вес.)	Прием., м3/сут			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Работа с нагнетательным фондом															
1	xxxP	xx				65,0		Перевод в ППД				60-80		Перевод в ППД при снижении дебита нефти менее 5 т/сут. Для скважин 7223Г, 7232, 7235Г и 7290Г	Выполнено. План ТПП 60м3/сут
2	Xxxx	Xx				62,0		Перевод в ППД				60-80		Перевод в ППД при снижении дебита нефти менее 5 т/сут. Для скважин 7235Г, 7256Г и 7257Г	Выполнено . План ТПП 60м3/сут
3	Xxxx	X				11,4		Ремонт ППД				50-80		Промывка забоя, ОПЗ, увеличение приемистости (при необходимости - ГРП). Для скважин 7911, 7881, 7896Л	Выполнено. Qприем-90 м3/сут, текущий Dшт-5мм.
4	Xxxx	Xx				20,3		Ремонт ППД				50-70		Дострел пропущенных интервалов, ГРП 80т для увеличения приемистости.	Выполнено. Qприем-50 м3/сут, текущий Dшт-2мм.
5	Xxxx	Xx				21,1		Ремонт ППД				50-70		Промывка забоя, ОПЗ, увеличение приемистости (при необходимости - ГРП). Для скважин 7803, 7854, 7838, 7822).	Согласованно. Включена в ГП 2024
6	Xxxx	Xx	6,0	2,1	58,8			Перевод в ППД				60-80		Перевод в ППД при отказе ГНО (дебит нефти менее 1 т/сут). Для скважин 7836Г, 7856, 7865.	Согласованно (на 2025г.). При снижении дебита нефти менее 1 т/сут
7	Xxxx	Xx						Ремонт ППД				50-70		Проведение ГРП для увеличения приемистости.	Согласованно. Включена в ГП 2024
8	Xxxx	X				91,7		Ремонт ППД				60-80		РИР ЗКЦ, непродуктивная закачка. Слабая компенсация для скважин 7986Г и 7982Г.	Согласованно. Включена в ГП 2024
9	Xxxx	X						Ремонт ППД				50		Проведение ГРП для увеличения приемистости.	Согласованно (на 2025г.). Переведена под нагнетание скв. №7672 (дек. 2023), оценка влияния, по результатам рассмотреть необходимость усиления системы ППД (запуск нагн. скв. №7831)
10	xxx	Xx				33,7		Ремонт ППД				50-70		ГРП по Т2	Не согласовано. Для увеличения приемистости, возможна смена штуцера (текущий Dшт-3мм). На скважине №7922 ограничена приемистость, с целью снижения обводненности по добывающим скважинам №5923, 7940

Перевод скважин под нагнетание



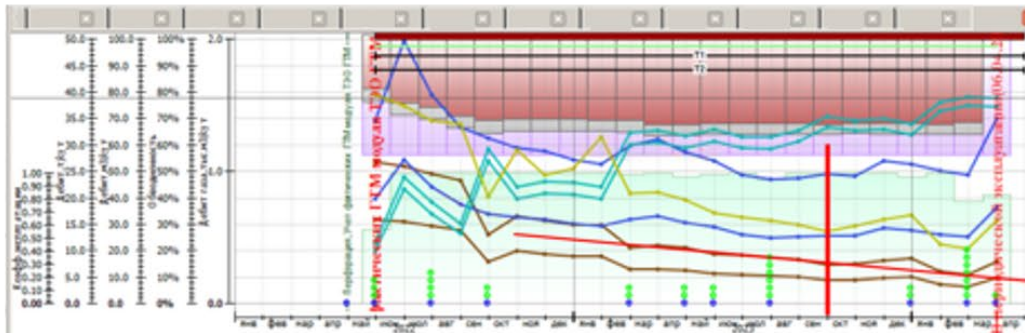
Перевод скважин под нагнетание

XXX



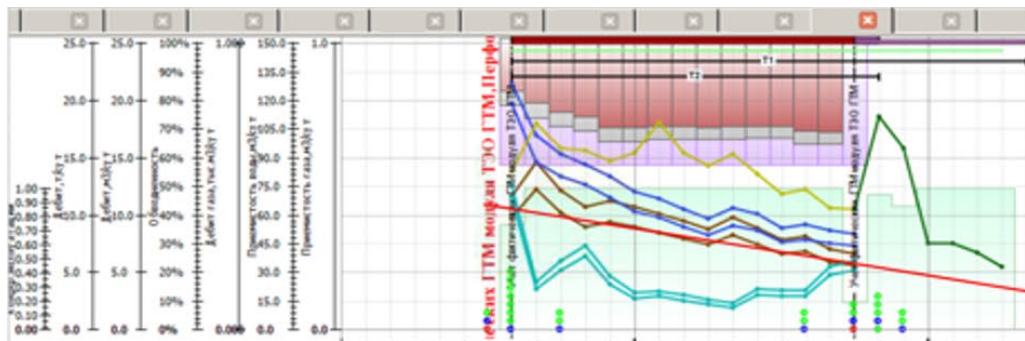
+1 077т

XXX



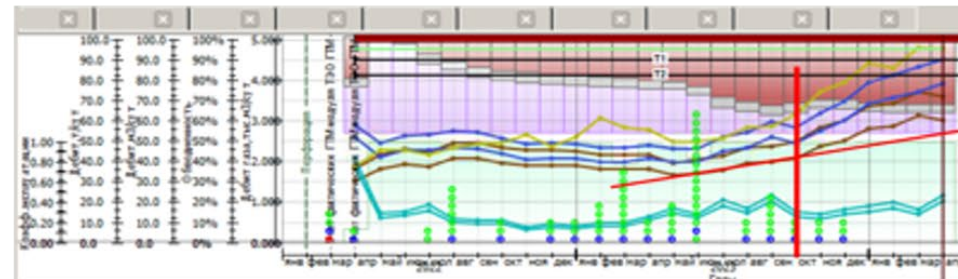
+306т

XXX



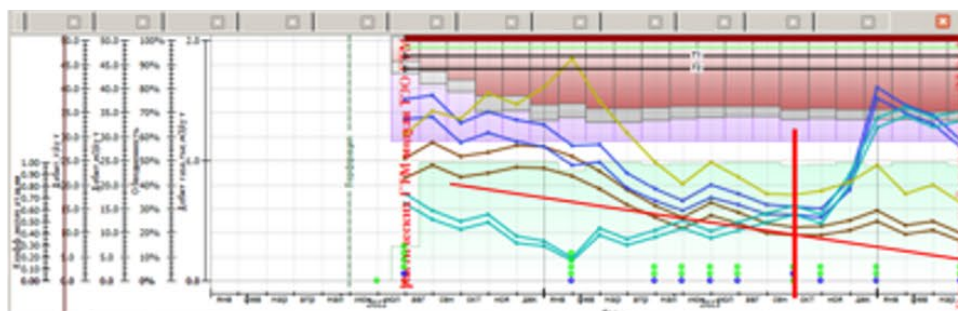
-913т

XXX



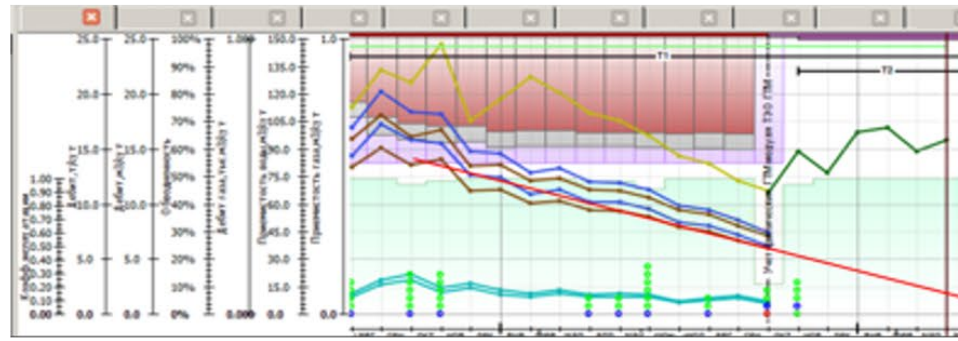
+1 004т

XXX



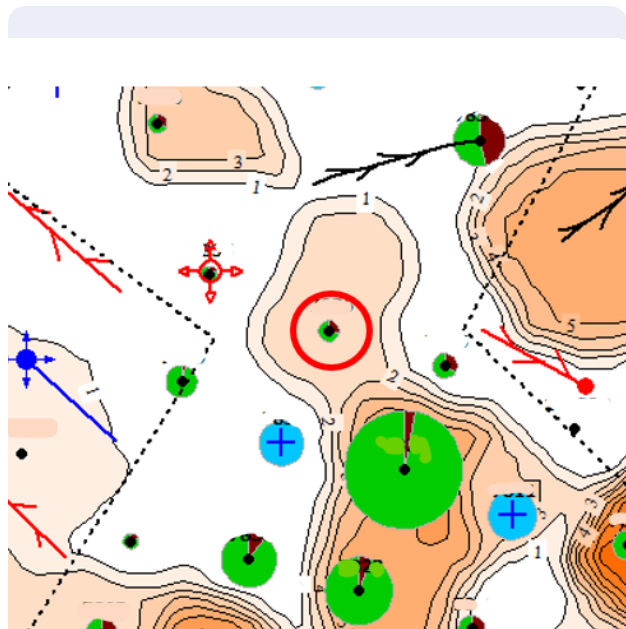
+856т

XXX

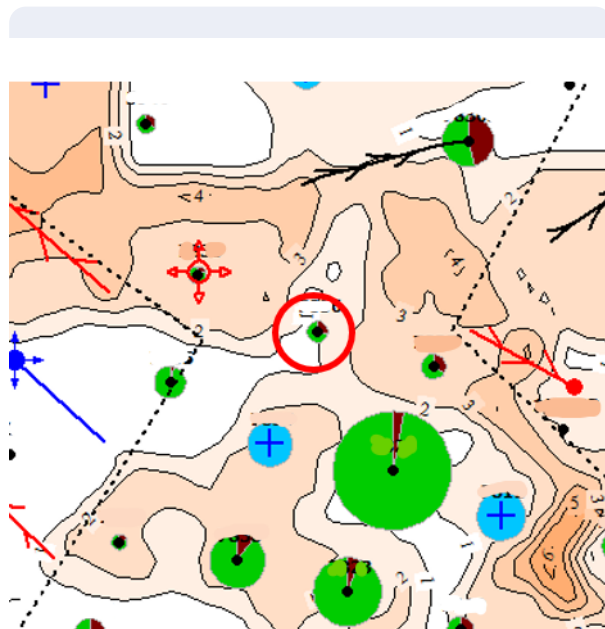


-680т

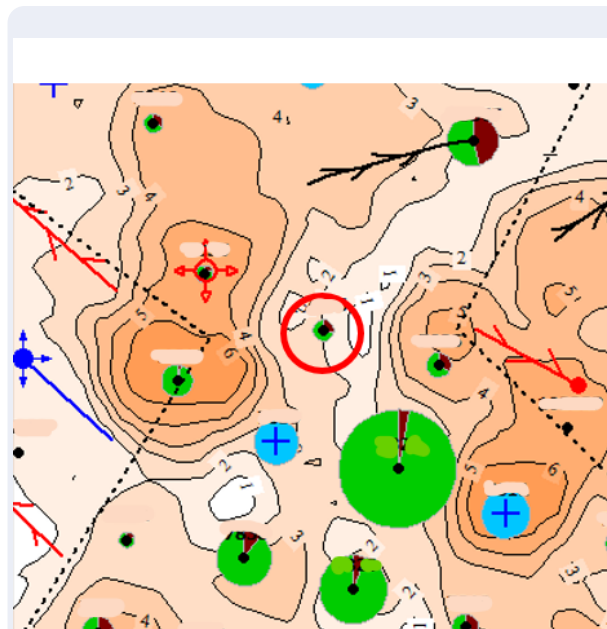
Анализ эффективности ГРП на скважине № XXXX



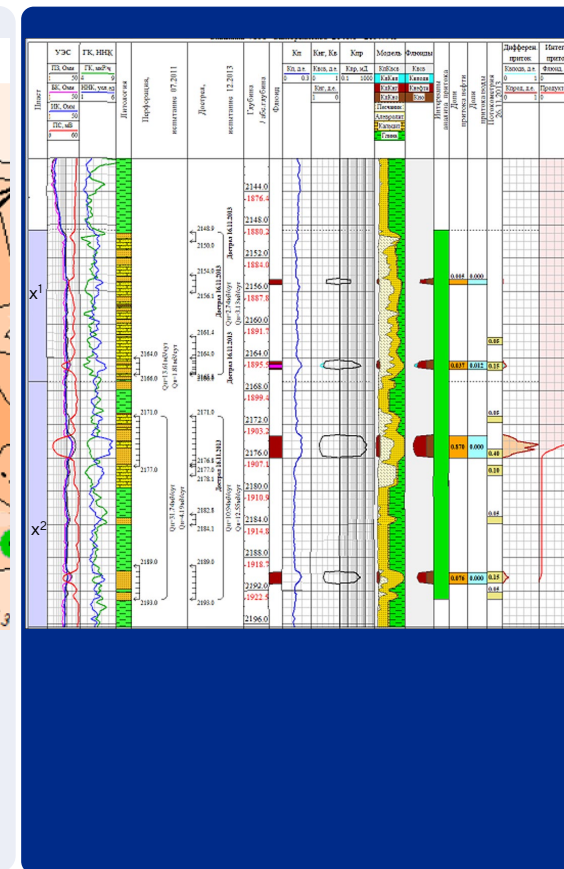
Карта ННТ (класс 1)
и текущие отборы



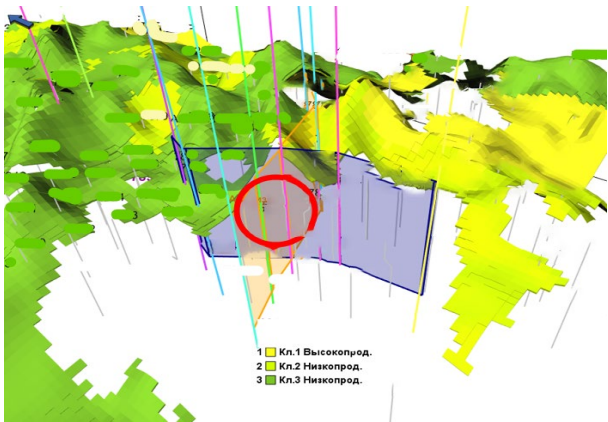
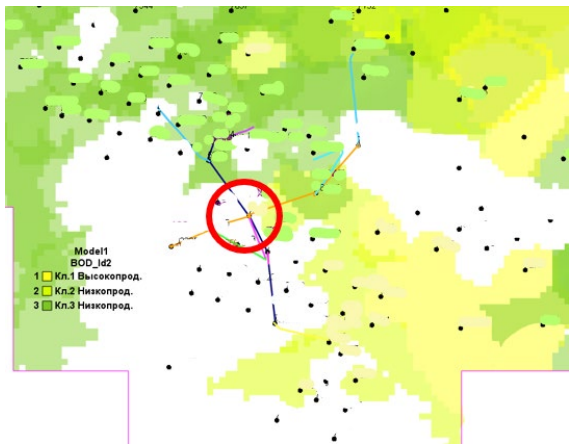
Карта ННТ (класс 2)
и текущие отборы



Карта ННТ (класс 3)
и текущие отборы



Анализ эффективности ГРП на скважине № XXXX



Скважина XXXX. Основной приток по скважине отмечался из интервала пласта X2. рост обводненности связан с работой пласта X2 по высокопроницаемому пропластку.

ГРП нацелен на вовлечение запасов нефти из пласта X1, который слабо охвачен разработкой. Перед проведением ГРП необходимо произвести закачку глинистого экрана в объеме 50–100 м³ для ограничения распространения трещины в нижнем пласте X2, далее отсыпка до 2167 м, ГРП.

№	Скважина	Куст	Режим до ГТМ (на 1.10.2023г)				Базовый дебит нефти	Планируемое мероприятие (ГТМ)	Ожидаемый режим			Входной приток, т/сут	Дата запуска	Режим за март						Режим за апрель						Режим за май																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
			Qж, м3/сут	Qп, т/сут	Обв., % (мас.)	Qж, т/сут			Qж, м3/сут	Qп, т/сут	Обв., % (вес.)			Прирост, т/сут	Отработано сут	Доп.добыча план	Доп.добыча факт	Qж, м3/сут	Qп, т/сут	Обв., % (вес.)	Прирост, т, т/сут	Отработано сут	Доп.добыча план	Доп.добыча факт	Qж, м3/сут	Qп, т/сут	Обв., % (вес.)	Прирост, т, т/сут	Отработано сут	Доп.добыча план	Доп.добыча факт																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Интенсификация притока																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
		19	9,7	1,5	81,4	1,0	ГРП факт - ПМ 2167м, ГРП 80т	30	6	75	5	21.03.2024																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												</

Патенты и свидетельства



Методика TABC

Методика автоматизированного восстановления свойств пород в терригенном разрезе по данным ГИС в системе Gintel

- ✓ Одобрена ЭТС ГКЗ Минприроды
- ✓ Включена в Библиотеку технологий и ПО ГКЗ Минприроды



Российские уникальные технологии ESKS в ПО Gintel превосходят зарубежные аналоги!

Выводы

01 Полная геологическая информация

Применение углубленной интерпретации данных ГИС обеспечивает получение более полной геологической информации о строении, геомеханических параметрах, флюидальном насыщении и фильтрационных свойствах пласта, оценку потенциальной обводнённости добываемой нефти.

01

02 Точность выполнения моделирования геологического строения пласта

Наличие обширной базы данных, созданной на основе переинтерпретации стандартных ГИС, позволяет с высокой точностью выполнять моделирование геологического строения пласта, распределения насыщенности и фактических запасов нефти.

02

03 Высокая эффективность

Практическое применение данной методики с использованием технологий искусственного интеллекта на реальных месторождениях показала свою высокую эффективность. При этом происходит постоянное совершенствование в части цифровизации и применения нейронных сетей, расширение области использования.

03

04 Снижение геологических рисков

Снижение геологических рисков состоит в уменьшении уровня неоднозначности решений при планировании и реализации разработки, мероприятий для поддержания уровней добычи, выработки запасов.

04

05 Научно доказанный метод

Выполненная работа является полноценным научным трудом, рекомендуется для изучения специалистами НГДО, применения в работе полученных выводов, результатов, наработок.

05

Применение технологии существенно снижает непроизводительные затраты, повышает эффективность ГТМ. По результатам исследований и моделирования предлагаются мероприятия (бурение, БВС, ГРП, дострел, перевод под нагнетание, приобщение и т.д.) с расчётом прогнозного дебита жидкости/нефти, обводнённости по интервалам вскрытия.

АЛМА

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



almaservices.ru

Спасибо за внимание!