



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Грозненский государственный нефтяной технический университет
имени академика М.Д. Миллионщикова»

«Оцифровка и переинтерпретация данных ГИС с целью уточнения литологии и переоценки запасов»



- **Эзирбаев Тимур Борисович,**
- Кандидат технических наук, доцент. Директор Института Энергетики,
- доцент кафедры «Прикладная геофизика и геоинформатика»
- ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова

Немного истории

1920

Развитая нефтяная промышленность

1990

Кризис 90-х
Большая часть ППС
погибло или выехало

Восстановление
И новые вызовы

2000

2013

Трансформация и развитие

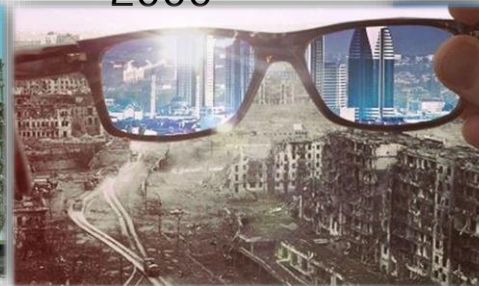
2025



Первый нефтяной вуз страны
Первый НИИ нефти



Уничтожены учебные корпуса,
лаборатории, общежития;



Пересборка по крупицам
Ответы на вызовы



Региональный вуз с историей,
прекрасными учебными корпусами





Аспирант третьего года обучения, первая конференция и выступление

Г. Пермь
2011 год



Диплом I степени за лучший доклад на секции

Геология в развивающемся мире



2012 год, ноябрь. Защита диссертации в МГРИ, Москва
2013 год

Возвращаюсь в Пермь в качестве руководителя группы из 2-х студентов и 2-х аспирантов



Тимур и его команда
на кофе-брейк

Геология в развивающемся мире

PSU/SEG Young Petroleum Geophysicists Training Course

Perm State Student Chapter organizes intensive course

The Perm State University Student Chapter, in conjunction with Perm State University, hosted its first three-day intensive geophysics course, "Young Petroleum Geophysicists Training Course" (YPGTC) on 18–20 April.

During the three-day course, 20 students from Moscow, Kazan, Grozny, and Perm, attended three short lectures and

completed practical tasks based on real data sets, such as seismic profiles, well-logging data, and geologic maps of one of the oil deposits of the Perm region. The unique nature of this course gave students the opportunity to extend the dialog with professors and industry specialists beyond the designated class times—not only for coffee breaks but during the entire day.

Lectures and practices were led by Aleksandr Nekrasov (Perm Scientific and Research Petroleum Institute of LLC "Lukoil"), Yuriy Utochkin (Neftekhimholding), Irina Mitunina, and Boris Spasskiy. The YPGTC was coordinated by Anna Skorkina, president of Perm Student Chapter, and Vladimir Kostitsyn, head of the Geophysics Department of the Geology Faculty of PSU and Faculty Advisor of Perm Student Chapter.

Not only are students looking forward to YPGTC 2014 with more students from different Russian universities, but industry representatives also found this event as "a new progressive and necessary tradition."

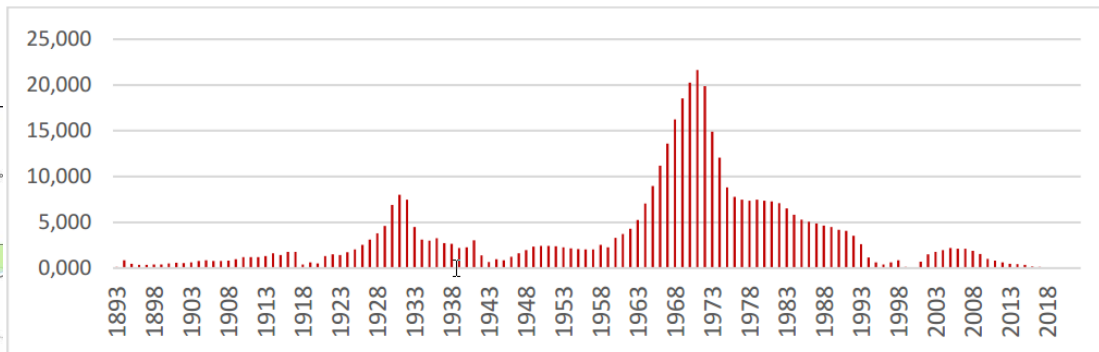
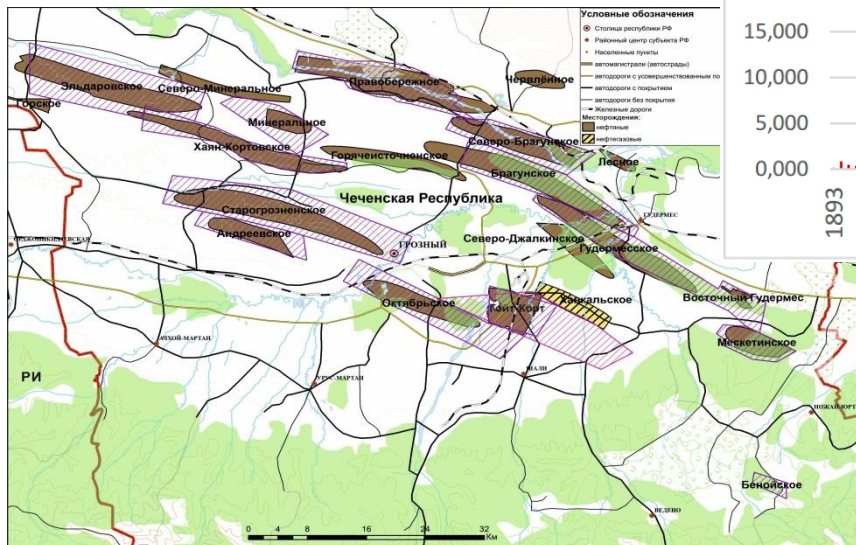


Irina Mitunina (center) guides student discussion.

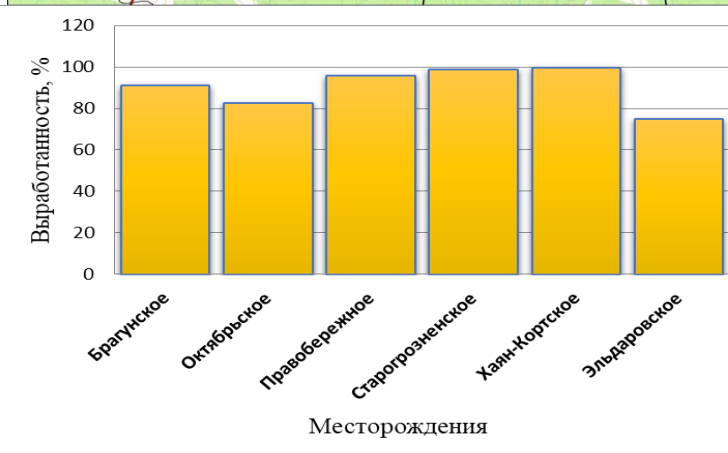
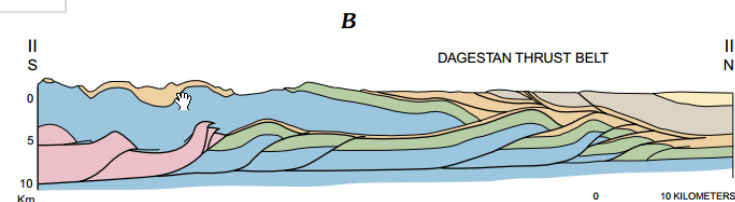
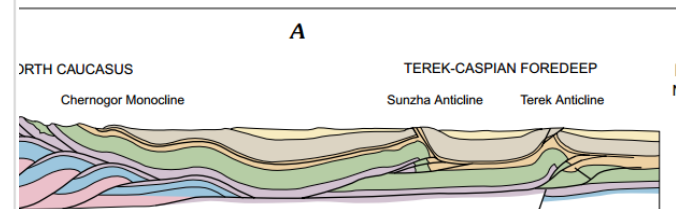
—ANNA SKORKINA
Perm Student Chapter President

Терско-Сунженская нефтегазоносная область (ТСНГО)

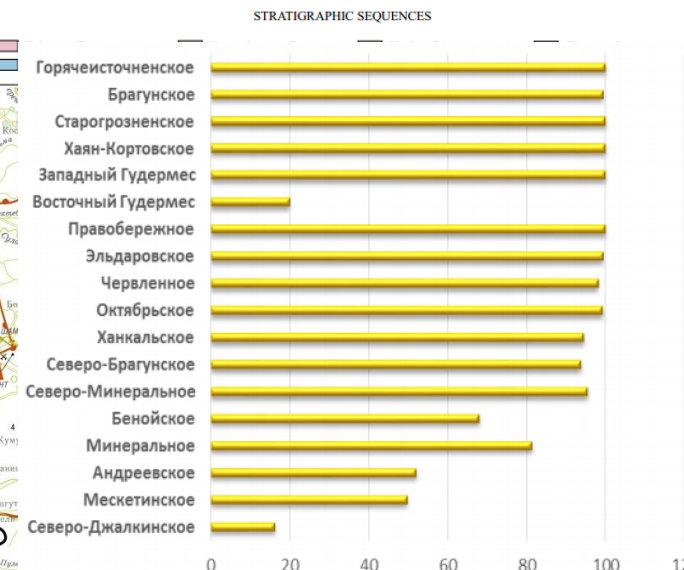
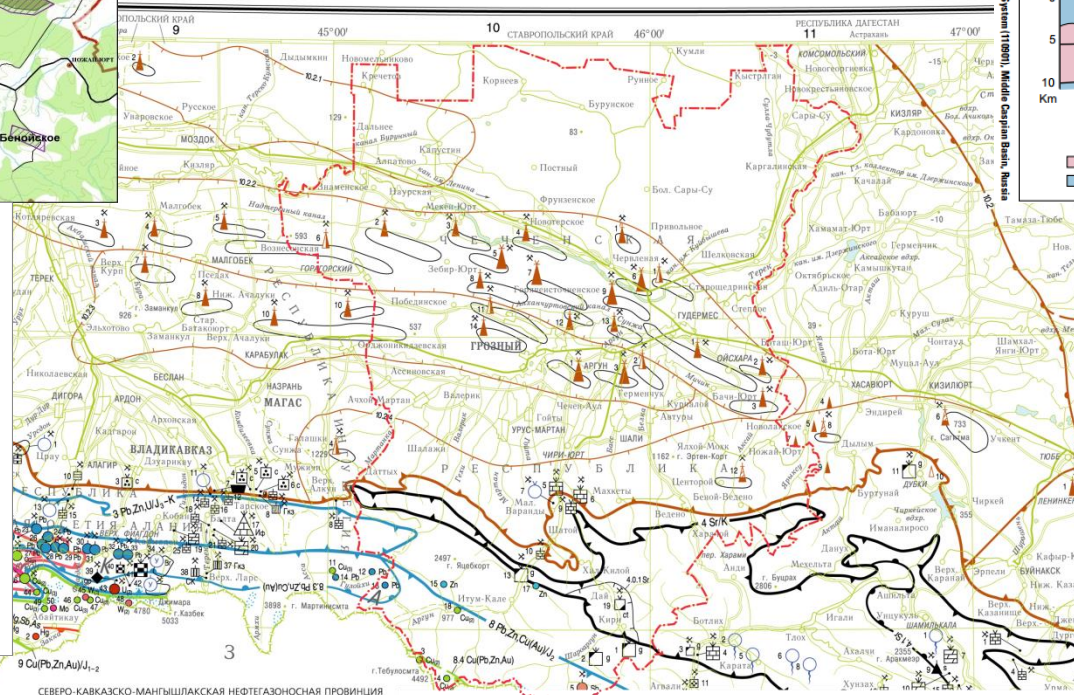
Более 130 лет
промышленной разработки



Динамика добычи нефти на территории ЧР с 1893 по 2022 гг



Выработанность нижнемеловой залежи ТСНО (Чеченская Республика)



Выработанность верхнемеловой залежи ТСНО (Чеченская Республика) 4



АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИНФОРМАЦИИ О ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

А.В. Шумилов. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т.19, No2. С.162–174.

Для обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин наиболее широко используются следующие пакеты: «СОНАТА», «Прайм», «Гинтел», «Пангея», «СИАЛ-ГИС», «Камертон», DV-Geo, Geophysics Office, Tigress, «ГеоПоиск», Techlog («Шлюмберже»), LogPWin ООО «Нефтегаз-геофизика».

Больше распространены и применяются на международном уровне пакеты: Petrel Schlumberger, Techlog Schlumberger, Interactive Petrophysics, Roxar.

Т.Б. Эзирбаев Обзор технологий комплексной обработки переинтерпретации данных геофизических исследований скважин для детального расчленения разреза и переоценки запасов углеводородов
Geology and Geophysics of Russian South 11 (2) 2021

Сравнительные характеристики программных комплексов

Характеристики				«Прайм»	«Геопоиск»	LogPWin	«Камертон»	Techlog	«СОНАТА»
Поддержка форматов данных	0–5	6–10	11–20						
Оценка качества по отраслевым стандартам									
Предварительная обработка волнового сигнала									
Определение кинематических параметров									
Определение динамических параметров									
Определение спектральных параметров									
Определение азимутальной анизотропии									
Учет геометрии ствола скважины									
Расчет физико-механических свойств									
Оценка коэффициента приточности									
Мастера пошаговой обработки									
Обработка акустической цементометрии (АКЦ)									
АКЦ. Учет скважинных условий*									
Секторная акустическая цементометрия									
Обработка скважинного гамма-дефектоскопа-толщиномера (СГДТ)									
СГДТ. Учет скважинных условий**									
Обработка магнитно-импульсной дефектоскопией									
Обработка многорычажной профилометрии									
Акустическая профилометрия									
Построение отчета									

Примечание: ■ – нет; ■ – да; ■ – частично; * – тип разреза, свойства цемента, конструкция скважины; ** – многоколонная конструкция, уровень жилкости, эксцентриситет и др.

КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС ПО СКВАЖИНАМ ТЕРСКО-СУНЖЕНСКОЙ НГО ПО ТЕХНОЛОГИИ ESKS – TABCS РЕАЛИЗОВАННОЙ В GINTEL

Скважина 720

Интервал
обработки: 4570-4775 м
Нижний мел

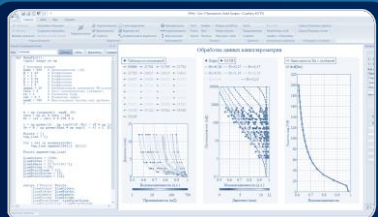
Скважина 707

Интервал
обработки: 4570-4854 м
Нижний мел

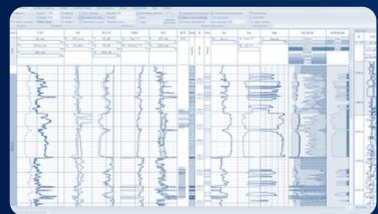
Скважина 154

Интервал
обработки: 2220-2410 м
Верхний мел

Бурение и разведка



Петрофизическое моделирование



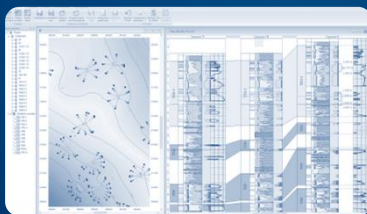
Уникальные технологии комплексной интерпретации



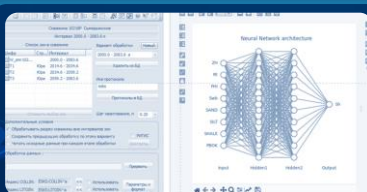
Обработка специальных геофизических методов



Геомеханика

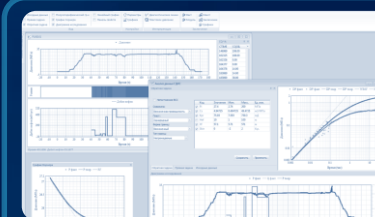


Геология* анализ и обобщение

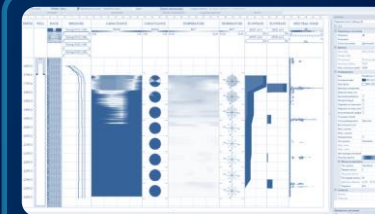


Технологии искусственного интеллекта

Разработка



Гидродинамика



Промысловые исследования



Контроль технического состояния скважин



Что дает использование технологий GINTEL

Применение современной высокоэффективной единой по метрологическим показателям технологии автоматизированной интерпретации данных ГИС в ПО Gintel при:

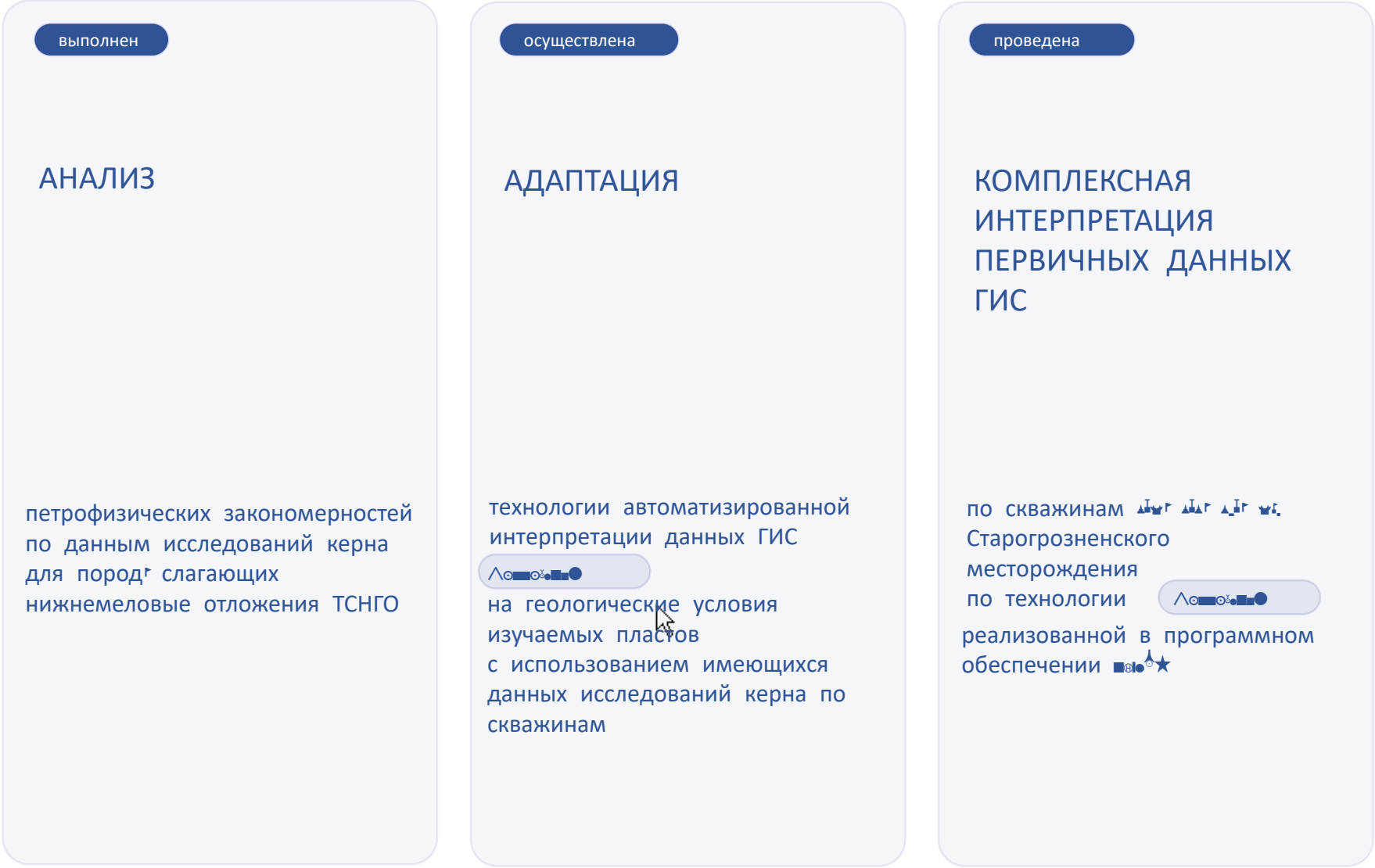
- оперативной интерпретации по бурящимся скважинам
- при переинтерпретации фондовых данных ГИС

Формирование БД с расширенным набором геологических параметров всех пород в разрезах скважин – коллекторов и неколлекторов в виде:

- непрерывных кривых свойств пород и флюидов с шагом квантования 0.2 м (можно использовать более детальный шаг 0.1 м)
- таблиц показаний ГИС и геологических параметров по прослоям коллекторов и неколлекторов, в том числе
- таблиц подсчетных параметров по прослоям коллекторов
- графических планшетов единого принятого формата с данными ГИС и результатами интерпретации, данных керна и испытаний в виде диаграмм масштаба 1:500, 1:200 или других и томов планшетов формата А3

Данные могут храниться в БД программного обеспечения Gintel, извлекаться из нее для передачи в форме архивных файлов, наборы кривых ГИС и свойств - в мировых формах LAS, LIS (DLIS), Roxar, таблицы - в формате MS Excel или другие принятые форматы

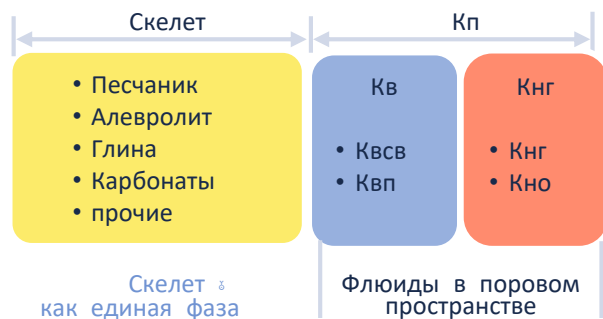
Выполненные задачи при интерпретации данных ГИС



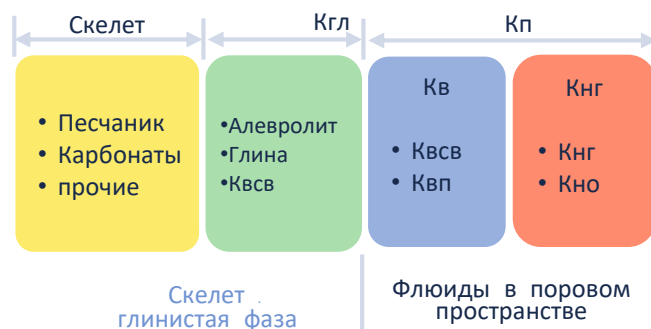
Петрофизическая модель терригенной породы

Модели терригенной гранулярной породы[†] используемые при интерпретации данных ГИС

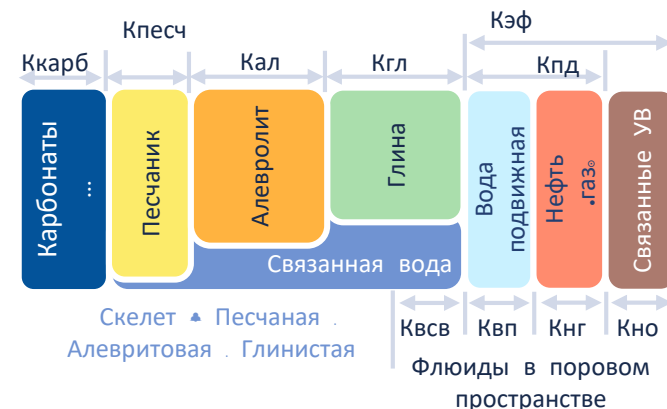
Однокомпонентная модель



Двухкомпонентная модель



Трёхкомпонентная модель



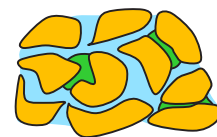
Теоретические структурные модели горных пород

Скелет – смеси частиц идеальных форм и размеров

Скелет и флюиды в порах – не взаимодействуют

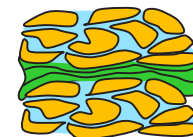
Поры – межзерновые пространства

Модели размещения глин в объеме породы



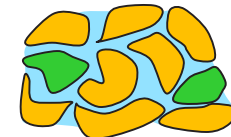
Дисперсная

$$Кп \triangleleft Кпск - Кпгл \times Кгл$$



Слоистая

$$Кп \triangleleft Кпес \times Кгл, Кпгл \times Кгл$$



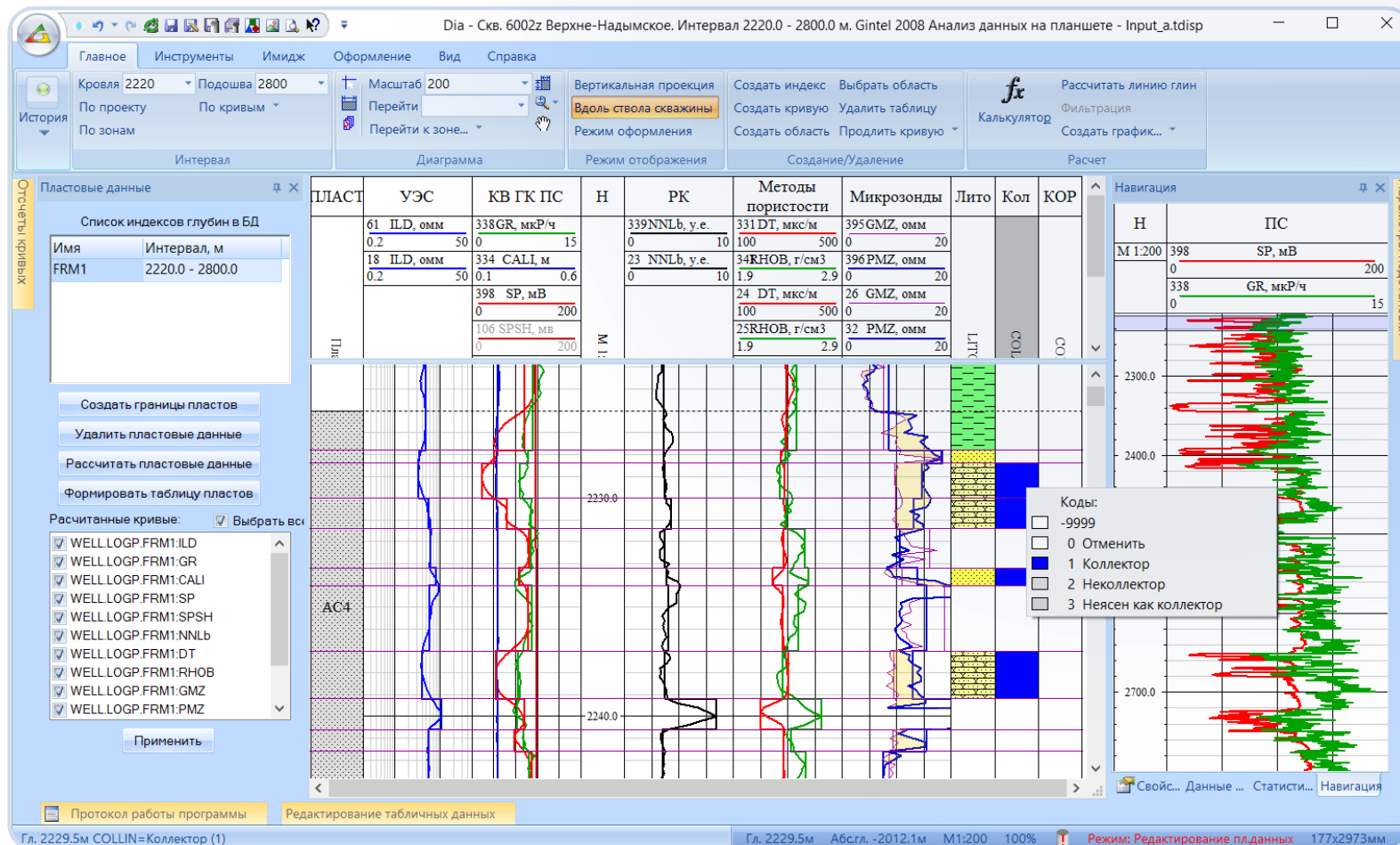
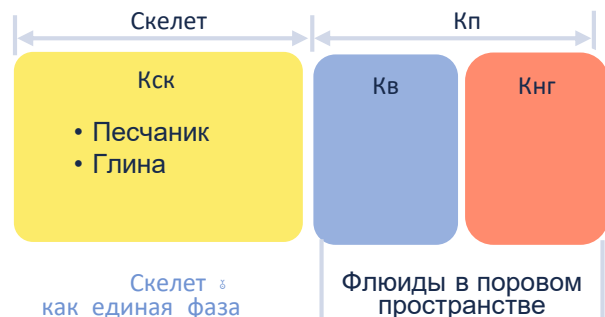
Структурная

$$Кп \leq Кпск$$

до 70%*

времени приходится на рутинные операции
• выделение границ пластов коллекторов
• снятие отсчетов с кривых и литологическое расчленение разреза
• при интерпретации данных ГИС по скважине

Петрофизическая модель

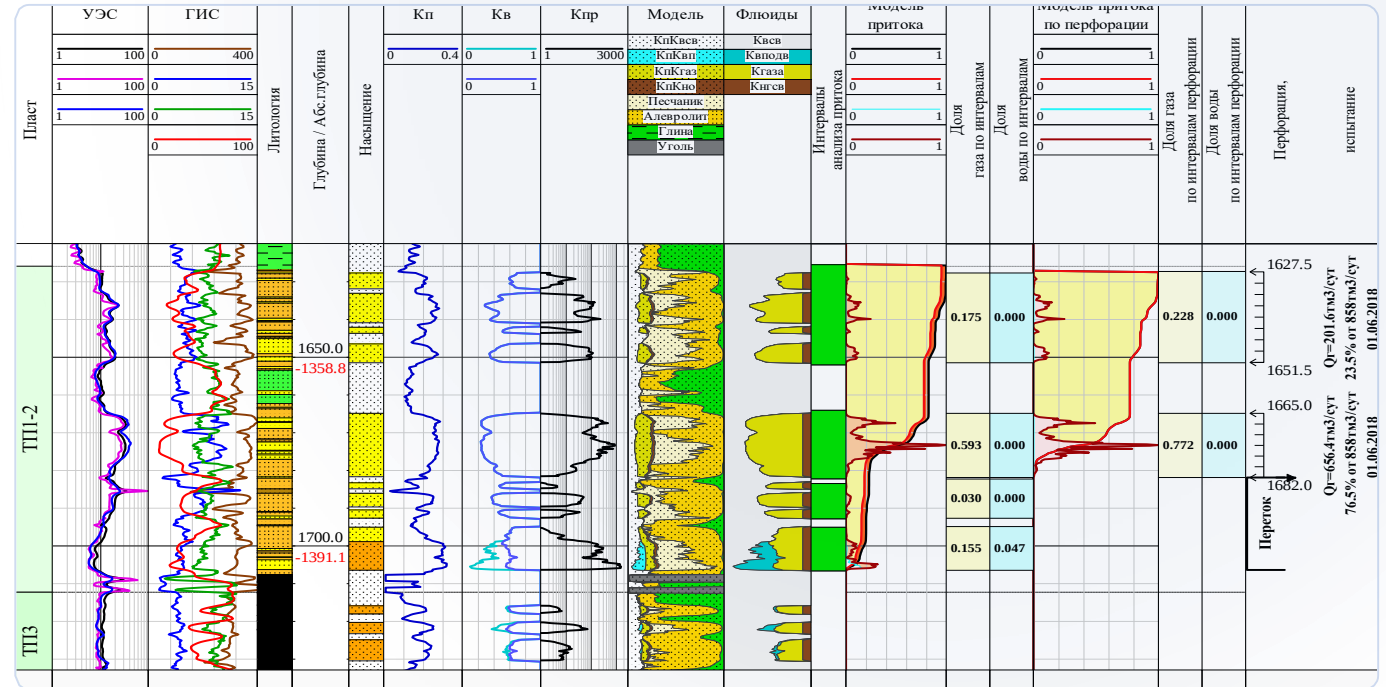


★ По оценкам ООО
«Газпромнефть НТЦ»

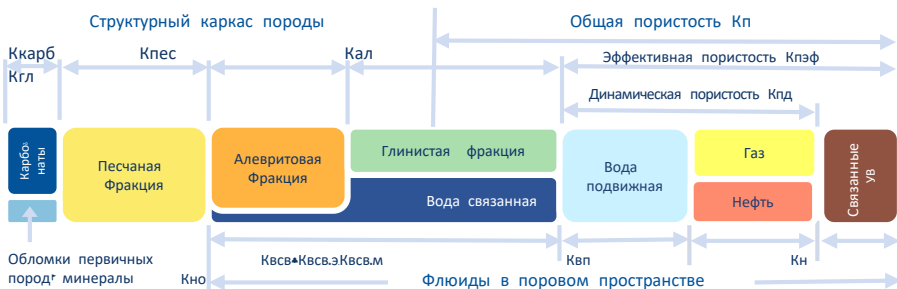
Технология автоматизированной интерпретации в терригенном разрезе TABC

Определяемые параметры

- Структурная модель породы непрерывно вдоль ствола скважины
- Флюидальная модель порового пространства
- Содержания связанной воды
- Фильтрационные свойства коллекторов
- Прогнозная обводненность продукции
- Механические и скоростные свойства горных пород
- Давления (P_r , $P_{бок}$, $P_{пл}$, $P_{гидро}$, $P_{грп}$)

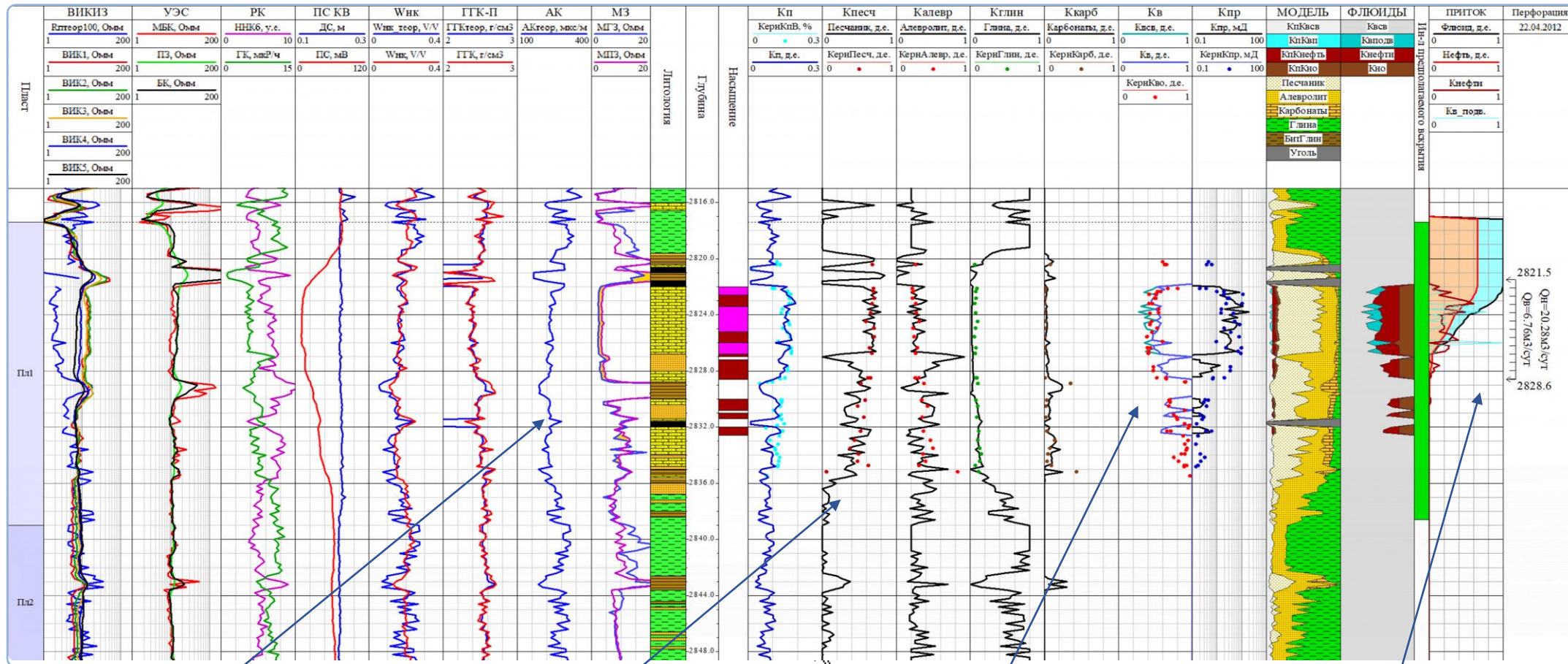


Интерпретационная модель породы



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

Свойства горных пород зависят от их структурно-минералогического строения, флюидального насыщения, минерализации пластовой воды, температуры и давления в условиях залегания пород



Кривая АК в скважине не регистрировалась в скважине, но теоретическая рассчитана по методике TABC

Фракционный состав
✓ согласуется с данными по керну

Связанная вода, пористость и проницаемость
✓ согласуется с данными по керну

Модель интегрального и дифференциального профиля притока
✓ согласуется с испытаниями

Ограничения традиционной технологии интерпретации данных ГИС

Большая трудоемкость традиционной технологии
(выделение границ интервалов коллекторов и снятие отсчетов путем экспертного анализа конфигурации кривых методов ГИС)

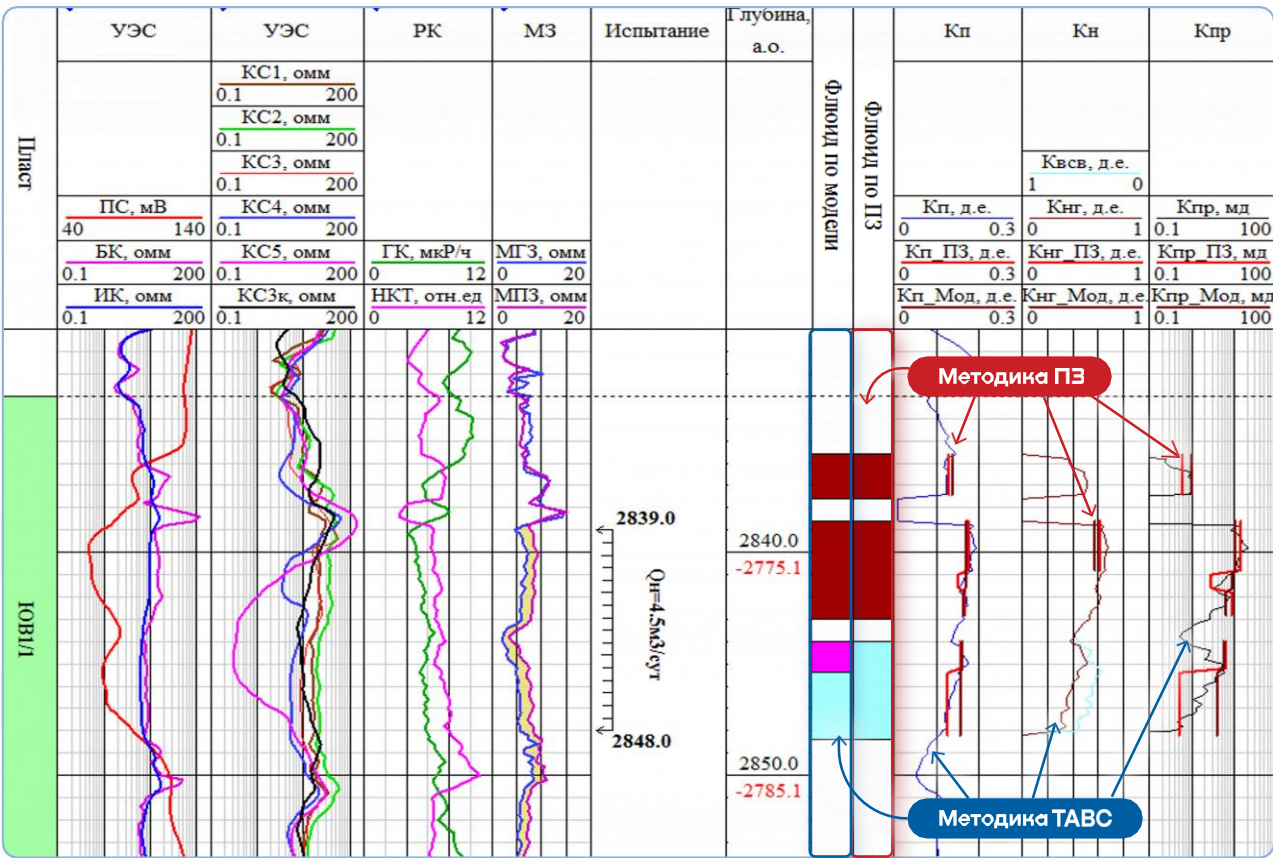
Определение фрагментарной информации о разрезе

Определение ограниченного состава параметров
из-за методических ограничений (только подсчетные параметры)

Существенное осреднение показаний
каротажа против выделенных пластов

Значительное влияние «человеческого фактора»
Непреднамеренные ошибки в принятии решений и большая вероятность пропуска продуктивных интервалов

Отсутствие целостной информации о разрезе
и вмещающих породах

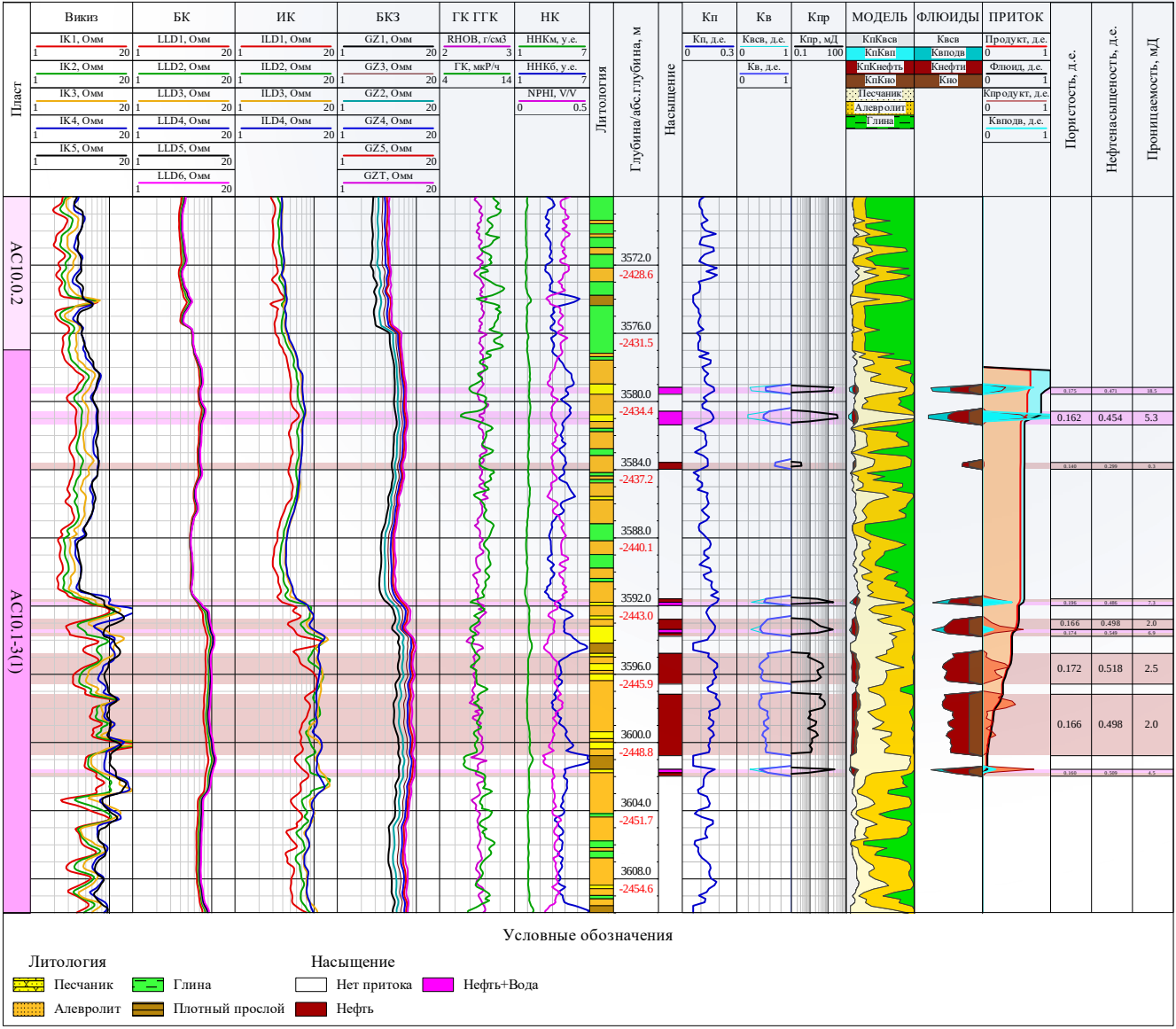
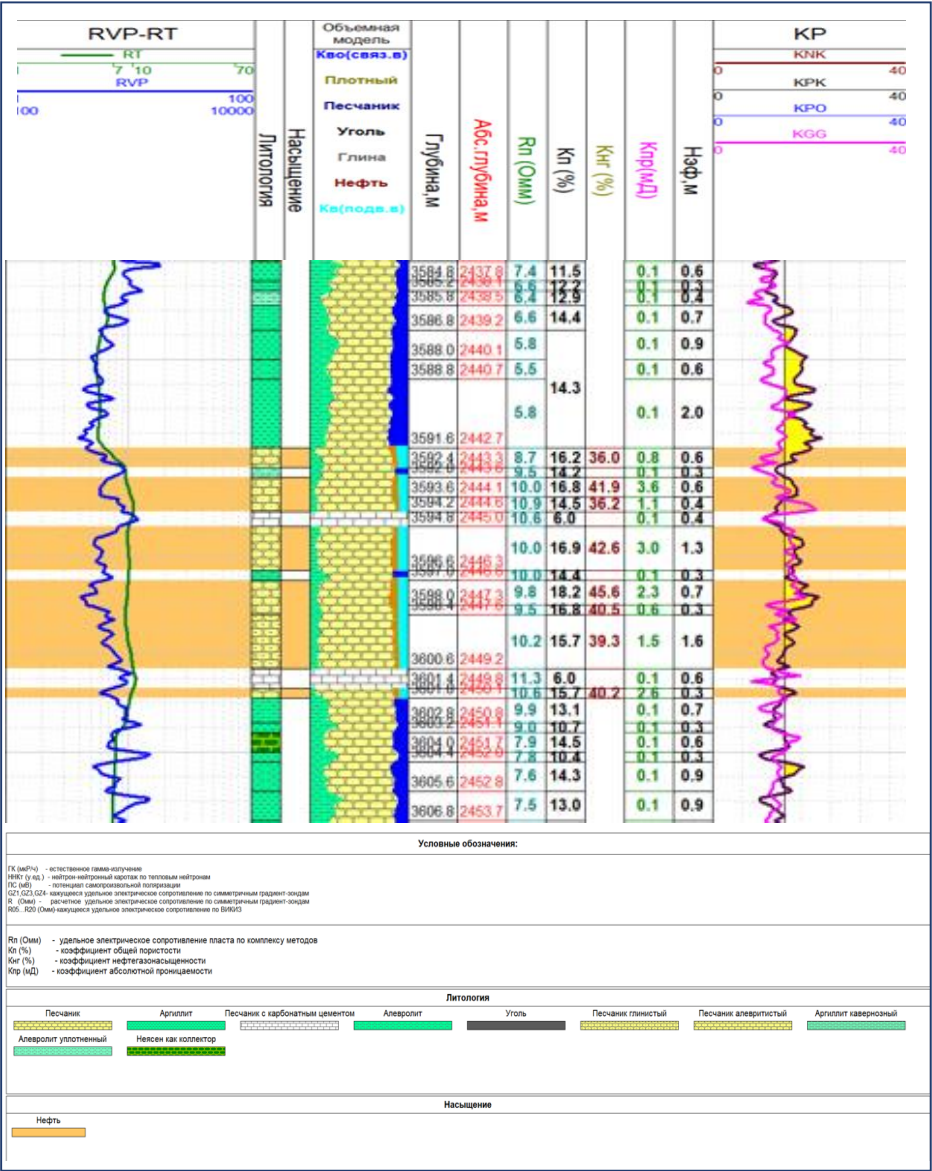


Условные обозначения

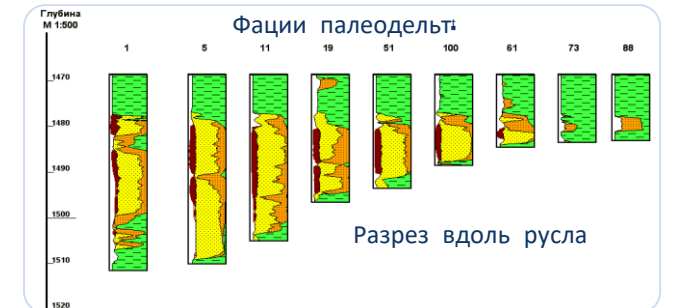
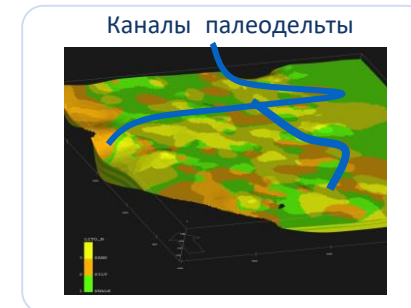
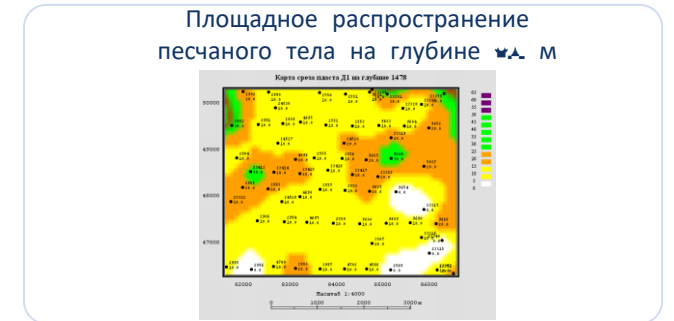
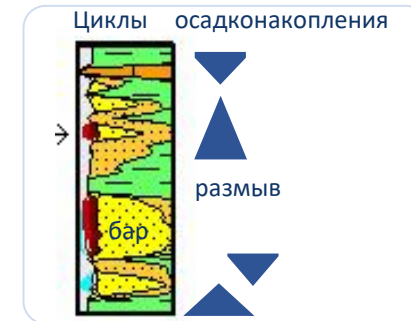
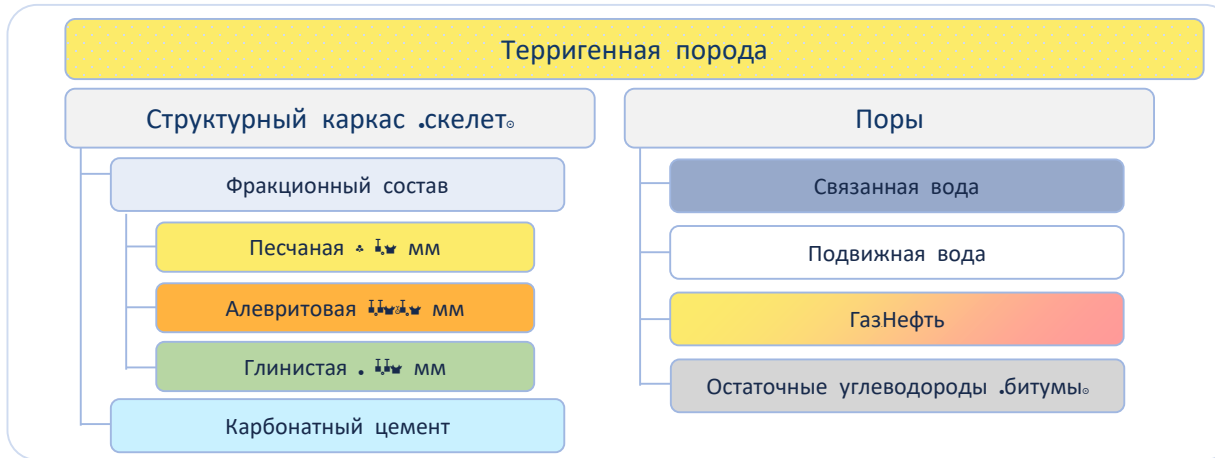
Флюид по ПЗ	Вода	Нефть	Флюид по модели	Вода	Нефть	Нефть+Вода

Информационная база данных, формируемая при интерпретации данных ГИС по технологии подсчета запасов, мала и недостаточна для восстановления геологической неоднородности и оценки продуктивности объектов разработки

Сравнение результатов интерпретации данных ГИС по традиционной технологии и технологии АС



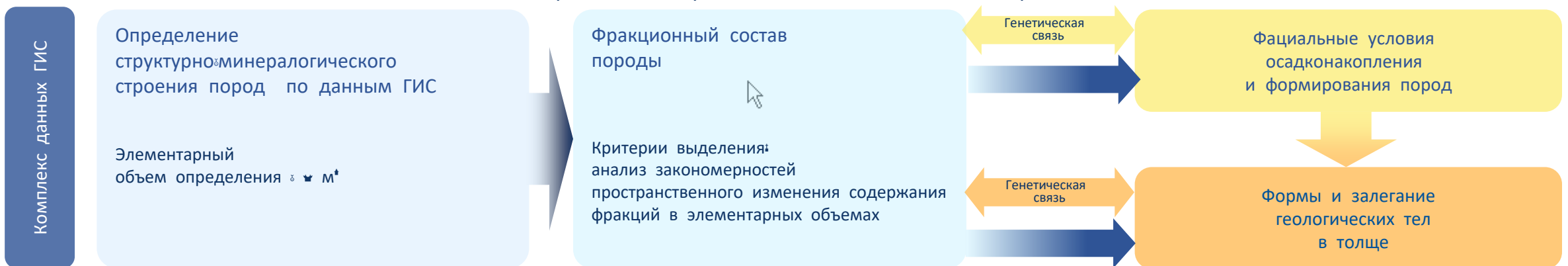
Принципы восстановления геологических свойств породы



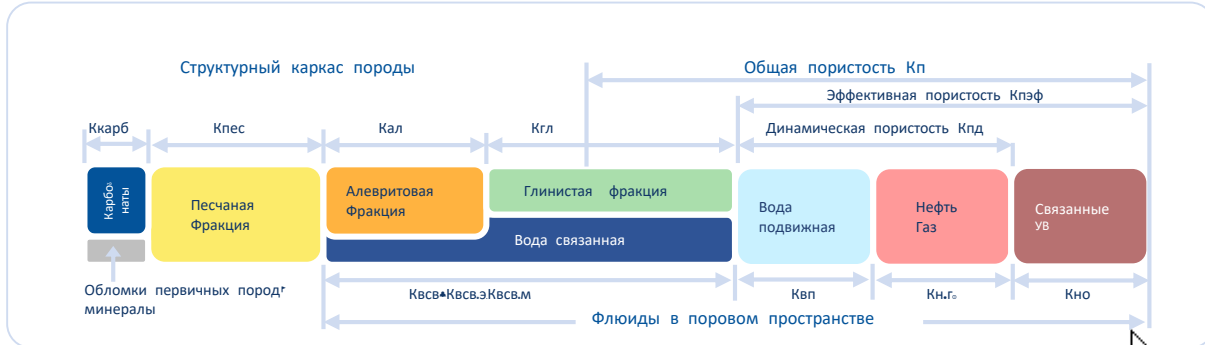
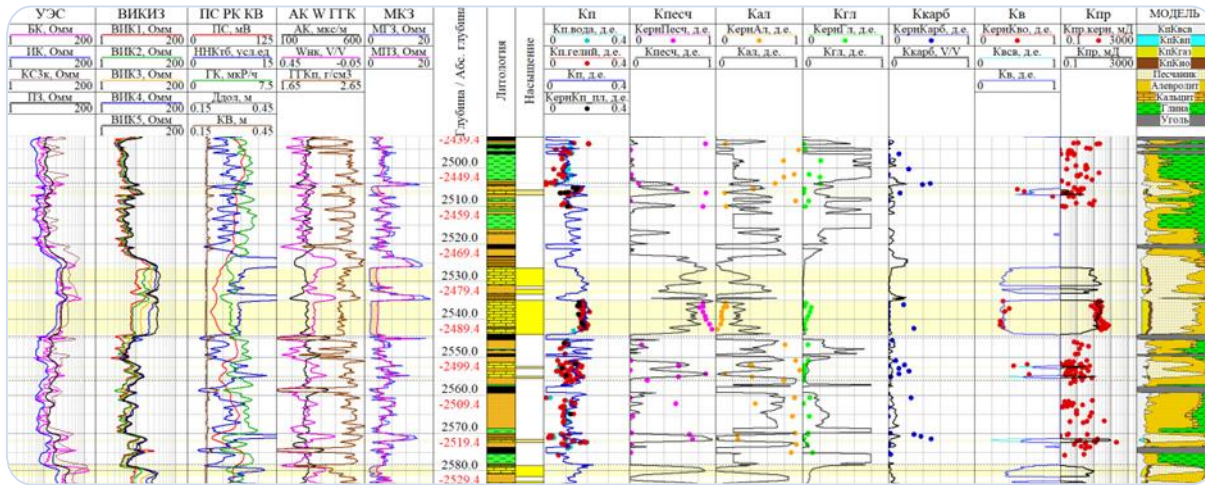
Минеральные компоненты скелета породы:
Кварц, полевые шпаты, глинистые и др. минералы, обломки первичных пород

Текстурное строение пород по соотношению однородных прослоев:
массивная, слоистая

Восстановление геологической неоднородности пород, выделение песчано-алевритовых тел по данным ГИС



Технология автоматизированной интерпретации данных ГИС в терригенном разрезе



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

Преимущество

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

Исходный комплекс

УЭС .ИК+ БК+ БКЗ+ ВИКИЗ.

•нк+ АК+ ГККп

ГК

ПС

Выходные параметры

Структурно-минералогическая модель
Кпес+ Кал+ Кгл+ Ккарб+ Куголь+ Кп

Флюидальная модель
Кв.св+ Кв+ Кг+ Кн+ Кно

Фильтрационные свойства коллекторов
Кпр+ Кпр.в+ Кпр.г+ Кпр.н

Прогнозные кривые профиля притока
Оценка обводненности

Механические и скоростные свойства пород
коэффициент Пуассона+ модуль Юнга+
+ + + + + сейсмостресса

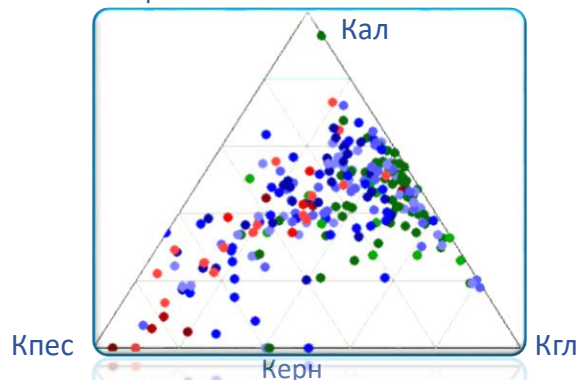
Давления
Рг+ Рбок+ Рпл+ Ргидро+ Ргрп

Теоретические кривые
УЭС и ПС для Кв+ Кп+ Кг+ Кн+ Кно

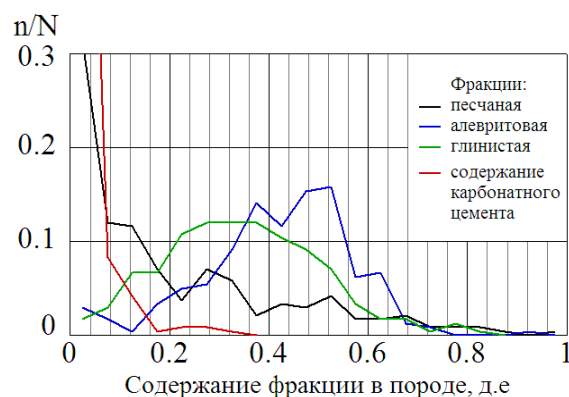
Фракционный состав пород по данным керна и ГИС в интервале коллекторов меловых отложений

Скважина

Треугольные диаграммы изменения фракционного состава пород коллекторов по скважинам ТГ Т и Т

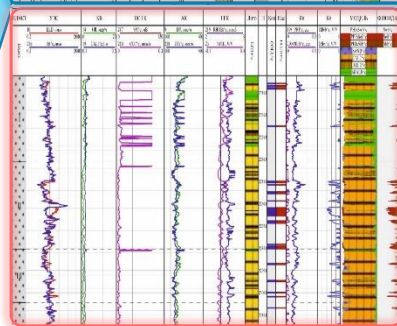
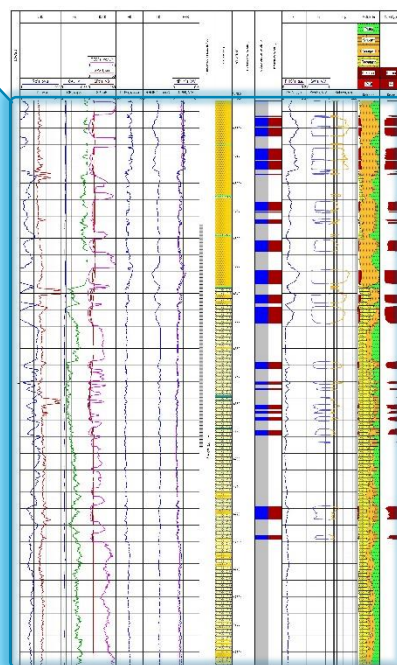


Кривые статистического распределения фракционного состава пород коллекторов нижнего мела ТГ



Керн

ГИС

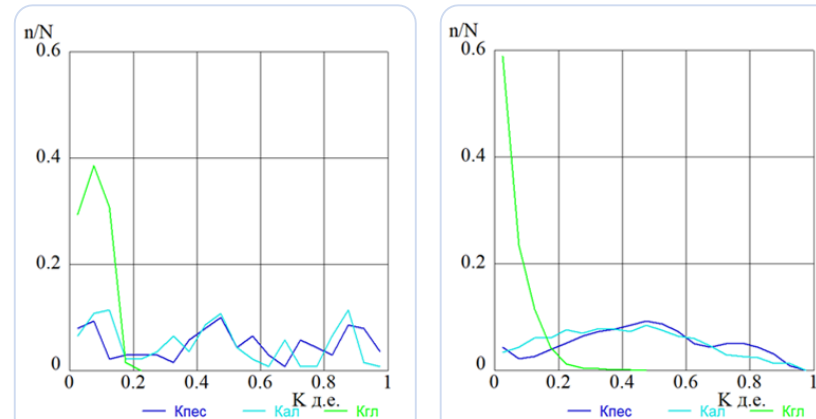


Скважина

Треугольные диаграммы изменения фракционного состава пород коллекторов по скважине



Кривые статистического распределения фракционного состава пород коллекторов по скважине



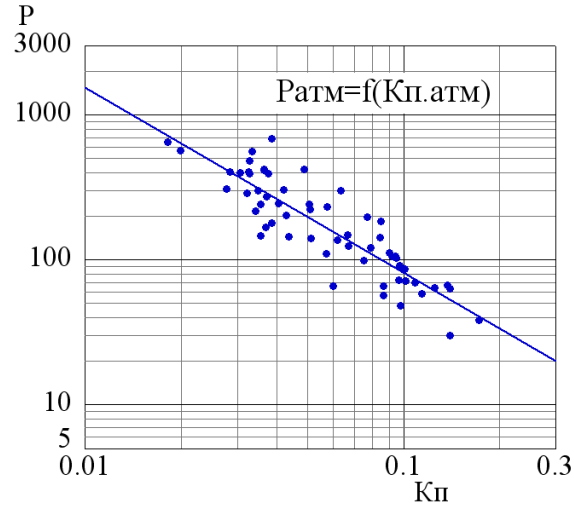
Керн

ГИС

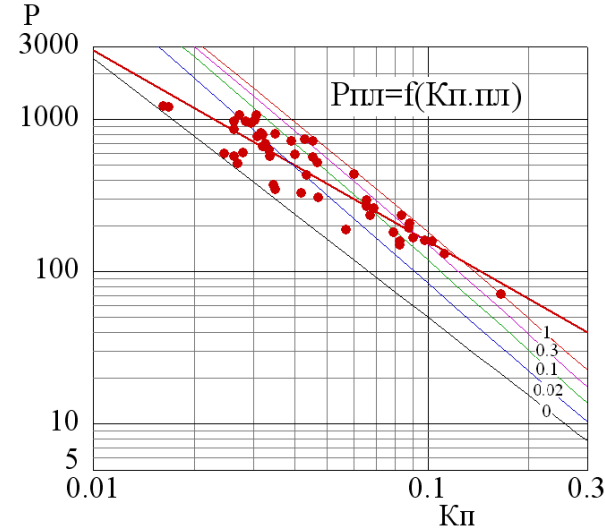
Породы нижнего мела (альб – апт) представлены сильно глинистыми алевролитами преимущественно кварцевого состава, трещиноватыми. песчаная фракция имеет малое содержание коллектора залегают на глубинах 3000 – 5500 м. имеют пористость 5 – 15 %, проницаемость 0.001 – 10 мд температура пород 150 – 190 °С минерализация пластовых вод 70 г/л (УЭС 0.02 омм)

Обоснование расчета нефтегазонасыщенности модели электропроводности.

Атмосферные условия

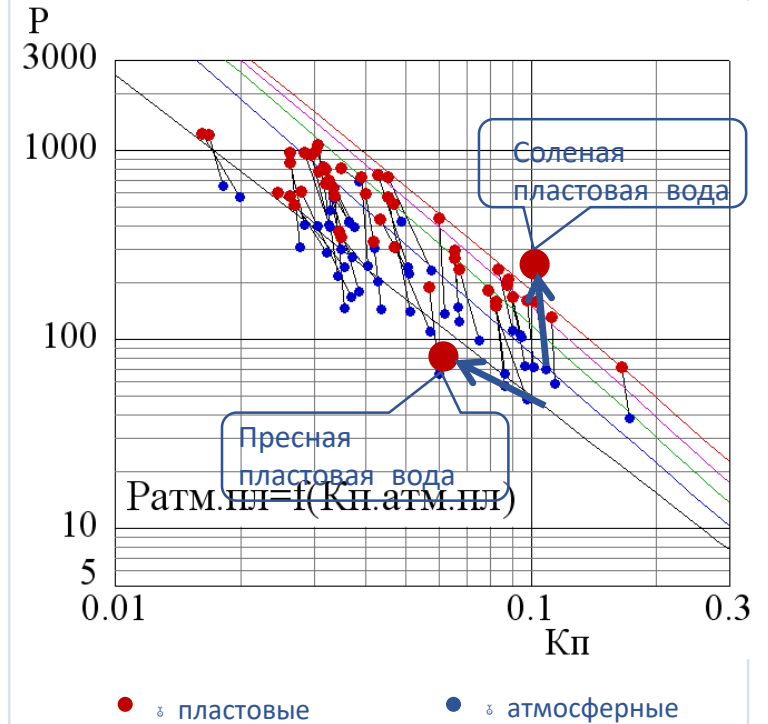


Пластовые условия



Совместное представление атм. и пл.

Измерения выполнены при насыщении
Одной минерализованной водой
но при разных условиях



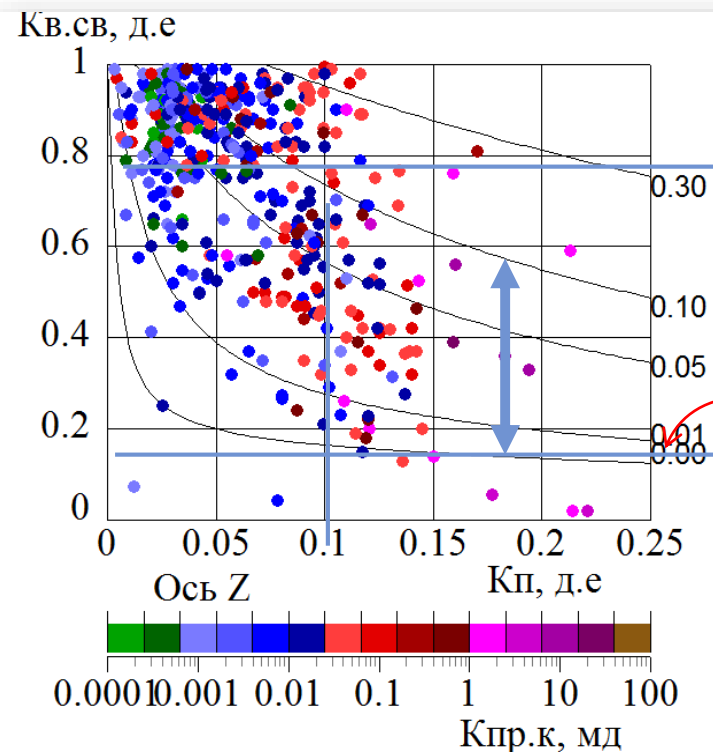
Представление модели электропроводности для образцов кернов исследованных при атмосферных и пластовых условиях по месторождениям ТСНО

По расположению точек, которые соединены между собой линиями, видно, что относительное сопротивление в пластовых условиях увеличивается, а пористость уменьшается по сравнению с атмосферными условиями для одних и тех же образцов пород.

$$K_{B.CB} = K_{B.CB.ЭЛ} + K_{B.CB.M}$$

$K_{B.CB.M}$ – доля “молекулярно” или “капиллярно” связанной воды

$K_{B.CB.ЭЛ}$ – доля “электрически” связанной воды, которая обусловлена адсорбционными процессами, протекающими в порах породы



При одном и том же значении пористости величина доли связанной воды $K_{B.CB}$ меняется в широком диапазоне.

Шифр линий – значения электрического заряда поровых каналов $Q, \text{моль/г}$

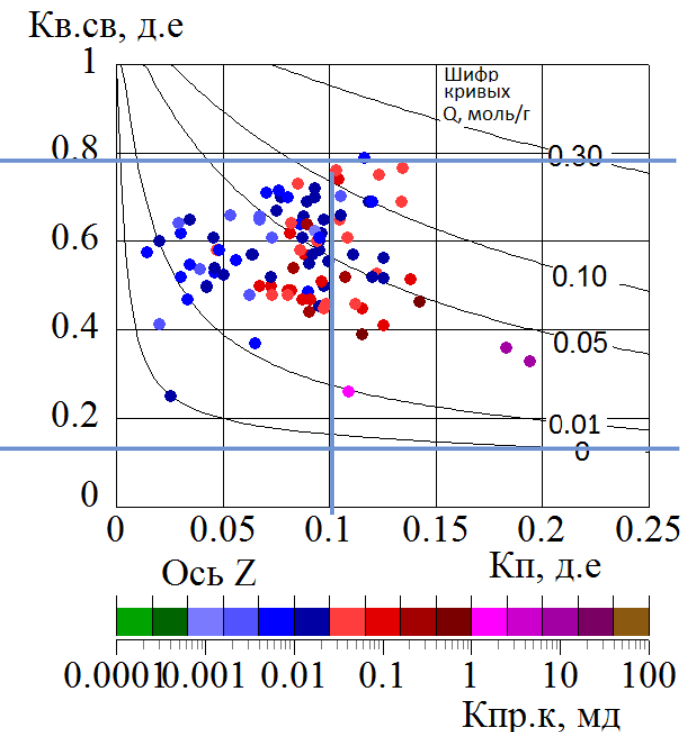
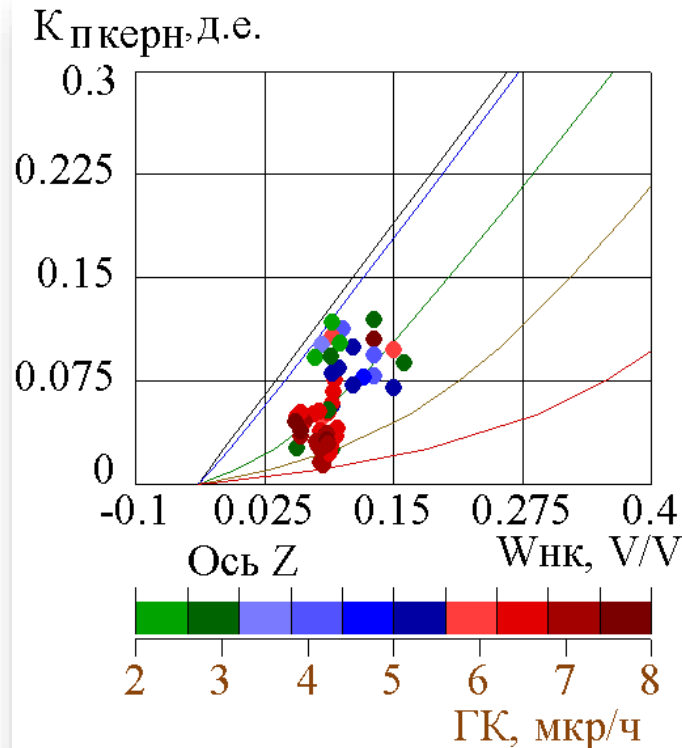
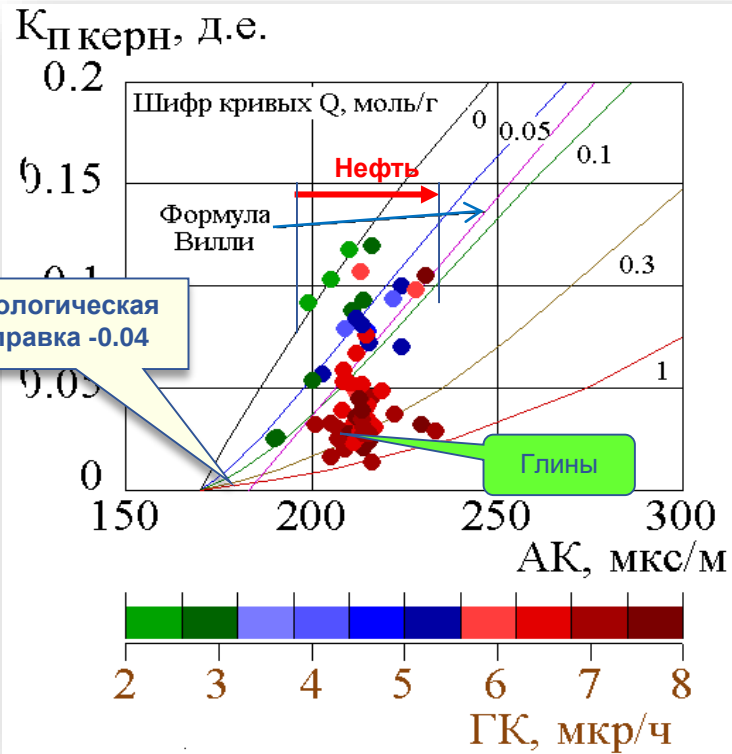


График сопоставления пористости и доли связанной воды по данным керна

График сопоставления пористости и доли связанной воды по результатам интерпретации данных ГИС по методике TABC

Графическое представление моделей АК⁺ ННК



Цвет точек на графиках соответствует уровню показаний кривой ГК.

Математическое представление моделей АК⁺ ННК и ГК

$$\frac{1}{\Delta t} = \frac{K_{\pi}}{\Delta t_{\text{ж}}} + \frac{(1 - K_{\pi})^2}{\Delta t_{\text{ск}}}$$

$$\omega = K_{\pi} \omega_{\text{ж}} + \omega_{\text{ск}}$$

$$\delta = K_{\pi} \delta_{\text{ж}} + (1 - K_{\pi}) \delta_{\text{ск}}$$

$$\Delta t_{\text{ск}} = \Delta t_{\text{мин}} + \Delta t_{\text{а}} \theta$$

$$\omega_{\text{ск}} = \Delta \omega_{\text{а}} \theta + \omega_{\text{лит}}$$

$$\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{мин}} + [(\delta_{\text{гл}} - \delta_{\text{мин}}) - \Delta \delta_{\text{а}}] \theta$$

$$\Delta t_{\text{мин}} = 170 \text{ мкс/м}$$

$$\delta_{\text{мин}} = 2,65 \text{ г/см}^3, \delta_{\text{гл}} = 2,71 \text{ г/см}^3$$

$$\theta = f(Q_{\pi}, C_{\text{в}}, K_{\pi}, K_{\text{в}})$$

Анализ положения точек на графиках показывает, что с ростом глинистости пород и, следовательно, емкости катионного обмена, точки смещаются вправо, что соответствует положению теоретических линий.

Подготовка документов с параметрами методик интерпретации

Gintel 2008 Документ: Параметры обработки

Скважина 707 Старогрозненская Интервал 4570.0 - 4854.0 м

Зона II Интервал: 4572.0 - 4658.0 м

УЗС, омм: раствора 2 фильтра 0 при темпер., грЦ 144

Плотность, г/см3 1.2 Содержание барита, % 0

УЗС пласт. воды: вн.К 0.023 за Контуром 0.023 при темпер., грЦ 144

Интерв. время АК, 650 Плотность воды, г/см3 1

Плотность газа, г/см3 0.15 Плотность нефти, г/см3 0.8

Опорный пласт кривой ПС:

ПС, мв 20 Кл. д.е. 0.15 Кгл. д.е. 0.001 қп. моль/г 10

Критерии и параметры коллекторов

Критерии выделения вмещающих пород

Опорные пласты кривой ГК

Опорные пласты для кривой НГК (НКТ)

Для справки нажмите F1

Gintel 2008 Документ: Исходные данные ГИС

Скважина 707 Старогрозненская Интервал 4570.0 - 4854.0 м

Зона II Интервал: 4572.0 - 4658.0 м

Отобранные данные

Шифр	Имя в БД	Номер	Параметр
Rt	LOGD.MAIN:LLD	9	
SP	LOGD.MAIN:SP	4	
SPSH	LOGD.DISPG:SPSH	121	
GR	LOGD.MAIN:GR	3	
GMZ	LOGD.MAIN:GMZ	7	
PMZ	LOGD.MAIN:PMZ	11	
DT	LOGD.MAIN:DT	6	

Каталог данных по скважине

Имя в БД	Номер	Интервал	Параметр
COLD.ESKS:Rit^a	90	4570.0-4854.0	
COLD.Zakt:Rt	115	4570.8-4885.4	Не таблица
LOGD.MAIN:LLD	9	4569.0-4871.0	

Для справки нажмите F1

Gintel 2008 Документ: Вариант обработки

Скважина 707 Старогрозненская Интервал 4570.0 - 4854.0 м

Зона II Интервал: 4572.0 - 4658.0 м

Метод Tabc

Автор ГИФТС (с) v1.2 2005 ABC

Метод пористости АК

Индекс коллектора Используется

Тип флюида Нефть

Учет контактов флюидов ☐ Да ☒ Нет

Критерии и параметры коллекторов

Пласт коллектор, если:

ПС, мв >= 2 и ГК, мкр/ч <= 11

при Кл >= 0.04 Клр, мд >= -9999

Рп мин, омм 1 Рп макс, омм 40

МПЗ, омм <= -9999 и МГЗ < МПЗ, Дскв < 1.05 * Ддол

Параметры пласта коллектора:

Кво мин 0.2 Кво макс 0.85 Кно мин 0.4

Критерии притока флюидов из пласта:

Кв * 0.3 Кв ** 0.7 Кв крит 0.5

Пласт глина, если:

ПС, мв < 1.5 и ГК, мкр/ч > 12

Gintel 2008 ESKS: Интерпретация данных ...

Скважина 707 Старогрозненская

Интервал 4570.0 - 4854.0 м

Список зон в скважине

Шифр	Ст...	Интервал
W_stg7...	===	4570.0 - 4854.0
II	Ал...	4572.0 - 4658.0
III	Ап	4658.0 - 4720.0
IV	Ап	4720.0 - 4780.0
V	Ап	4780.0 - 4856.0

Вариант обработки а

Варианты в БД

Протокол esks

Протоколы в БД

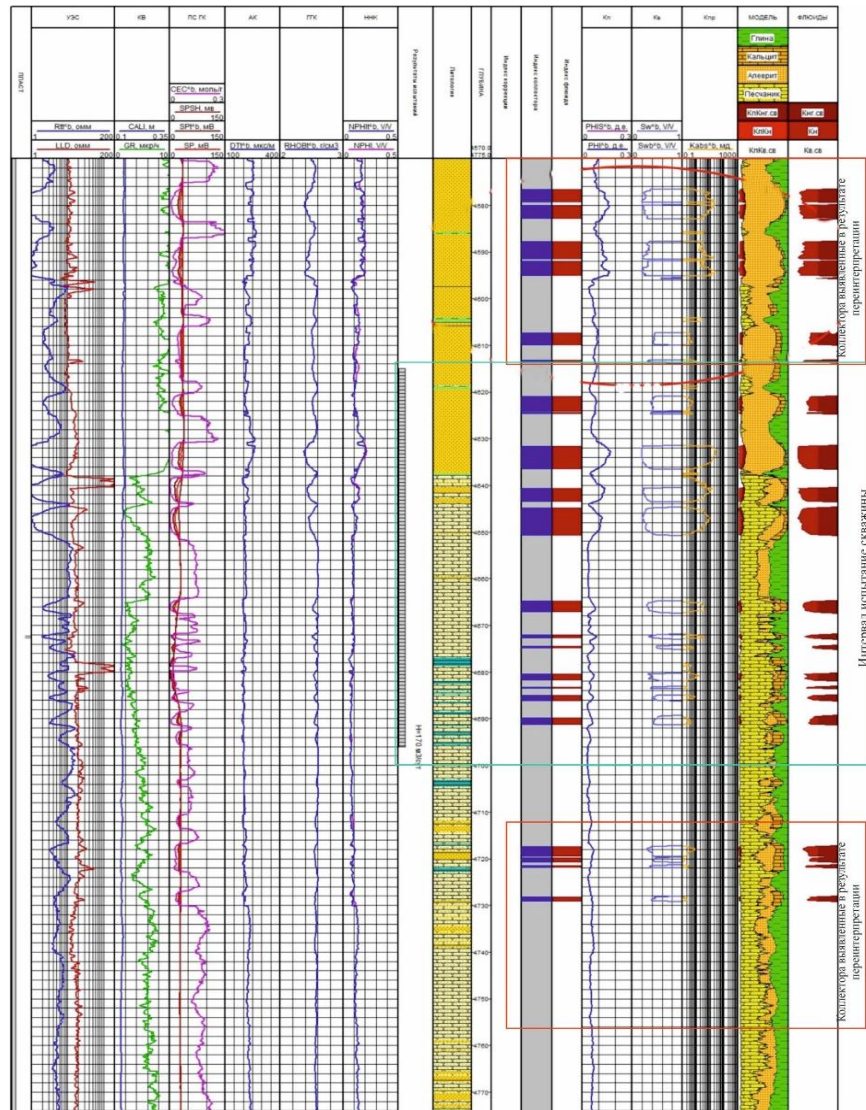
Шаг квантования, г 0.2

Отменить выбор зон

Дополнительные условия

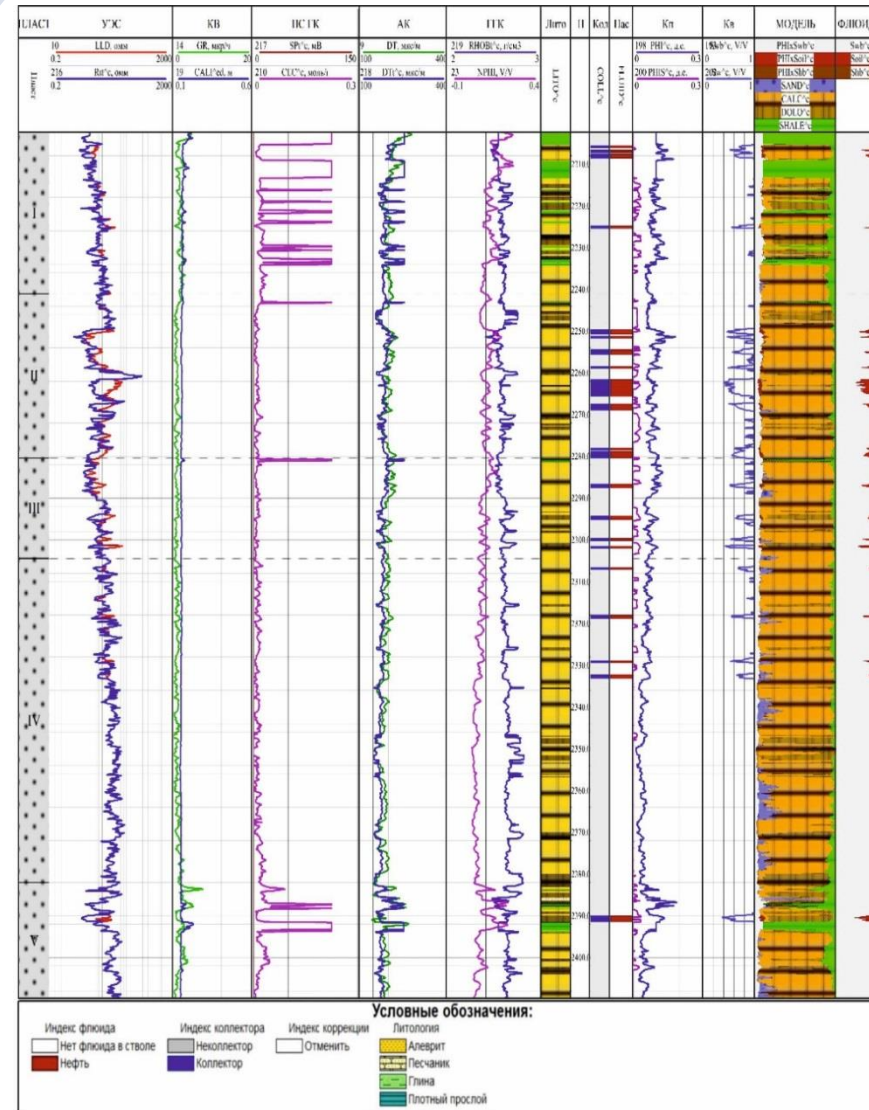
Обрабатывать разрез скважины вне интервалов зон Да

Сохранить предыдущую обработку по этому варианту Нет



Планшет с результатами интерпретации данных ГИС, 4570-4775 м. (нижний мел) Старогрозненское месторождение

→

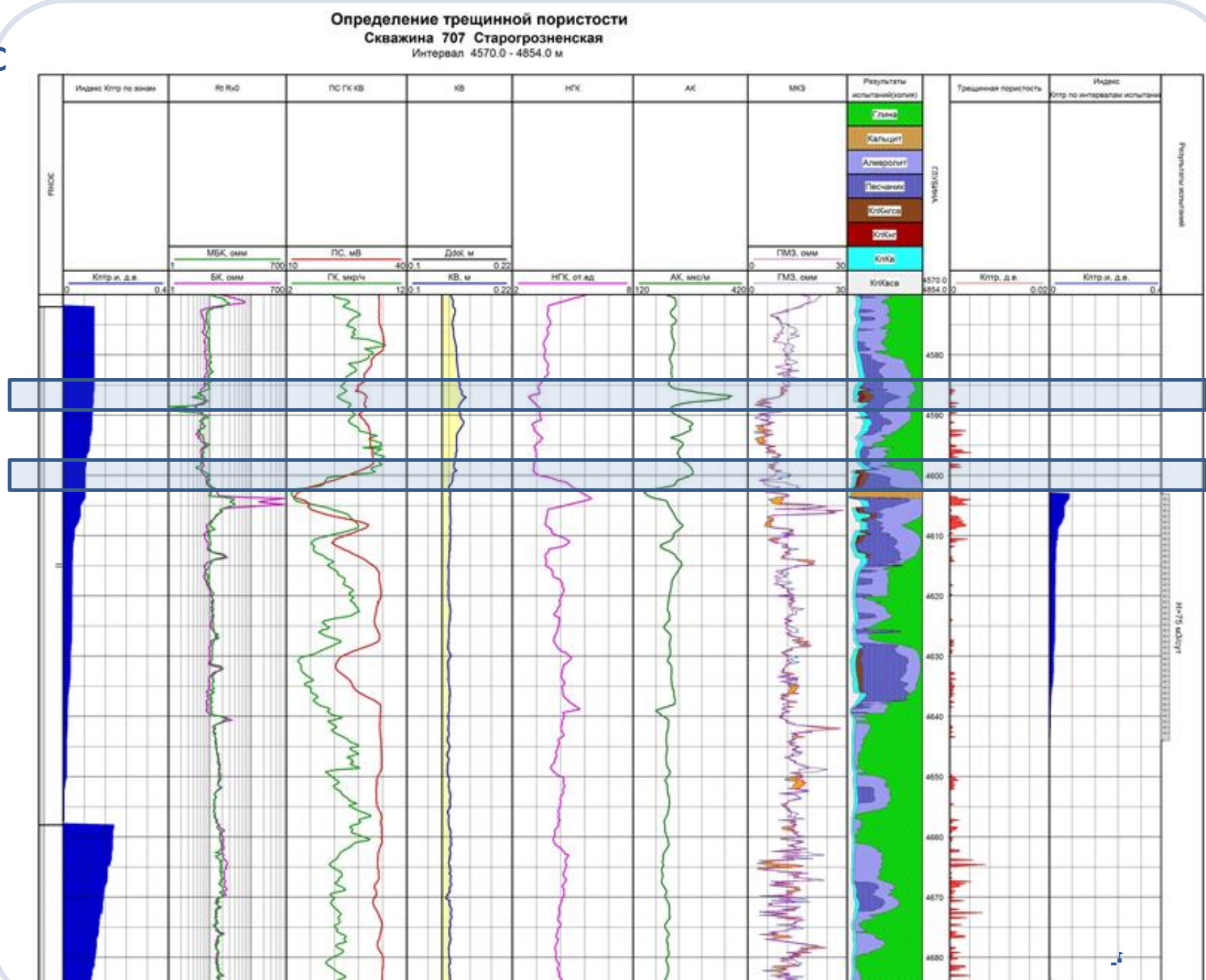


Планшет с результатами интерпретации данных ГИС, 2200-2410 м. (верхний мел) Карабулак-Ачалукское месторождение



Результаты Интерпретации данных ГИС

Трещиноватость пород-коллекторов влияет на показания методов электрометрии а наиболее чувствительными к влиянию трещин являются микрометоды. С учетом этого разработана методика расчета трещиноватости которая базируется на том, что после учета поправок за влияние искусственной трещиноватости, расхождение величин показаний микрозондов можно принять как следствие влияния на них трещин, содержащихся в толще напротив которых записаны кривые.



Предложения по дальнейшему применению технологий ООО "ГИФТС" на месторождениях Чеченской республики



1 Интерпретация данных ГИС

в разведочных, поисковых и эксплуатационных скважинах по технологии ESKS-TABC с целью определения детального геологического строения и обоснования интервалов испытаний

2 Переинтерпретация данных ГИС

- создание, на единой методологической основе, информационной базы геологических данных и знаний продуктивным отложениям
- исследование закономерностей изменения геологического строения в пределах территории для оптимизации ГРП, поиска пропущенных продуктивных интервалов

3 Создание литолого-фациальных геологических моделей

- Уточнение геологического строения месторождений
- определение структуры запасов газа, выявления участков залежей со слабо дренируемыми запасами углеводородов и не вовлеченными в разработку

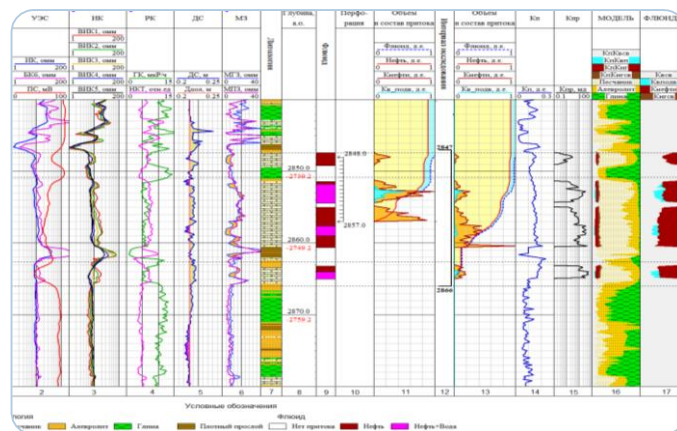


Если останется время ?

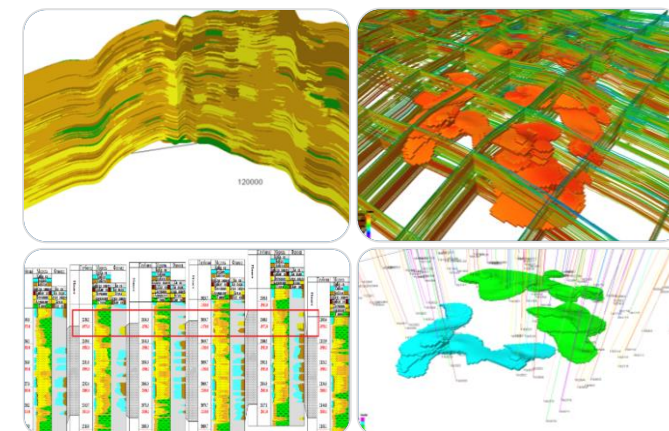
Отличительные особенности технологии геологического изучения строения месторождений нефти и газа



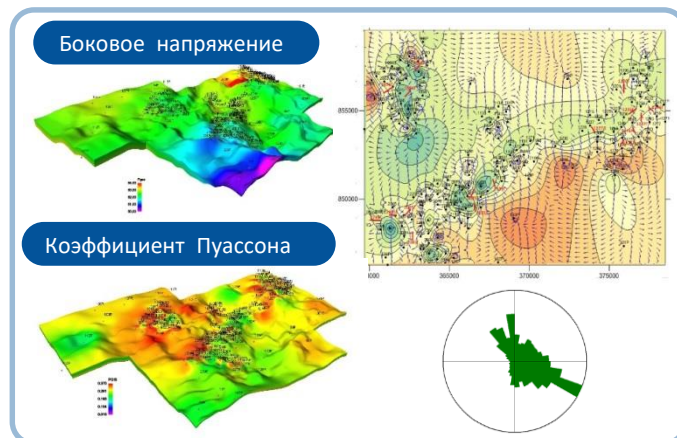
База данных расширенной интерпретированной информации по данным ГИС по технологии Λ TABC



Литолого-фацимальное геологическое моделирование



Геомеханическое моделирование



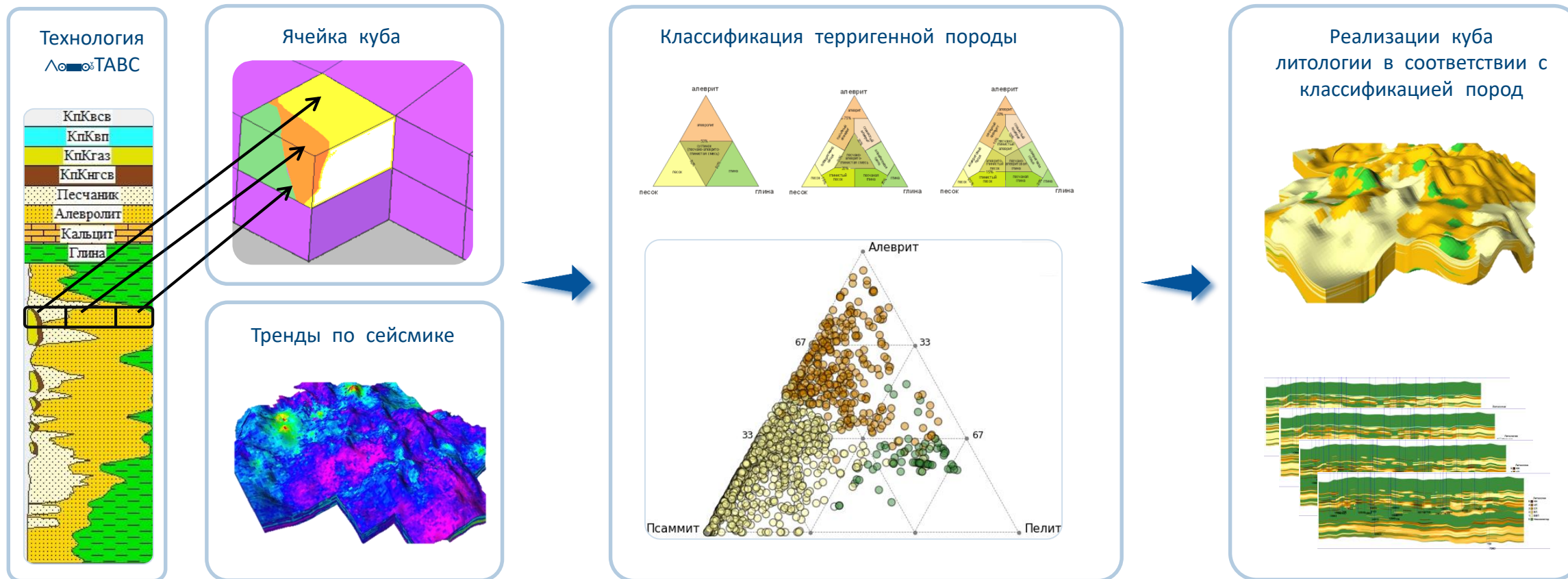
Структура запасов и подсчет запасов по геологической модели

Общие запасы, тыс. т	Запасы в породах заданных фильтрационно-емкостных свойств, тыс. т					Доля от общих запасов, %	
	Диапазон Кп, д.е.	Диапазон Кпр, мД			Суммарные запасы распределенные по Кп, тыс. т		
		<2	2-8	8-20			>20
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 ▾		Класс ▾		Класс ▴		Класс ▾	

Литологическое моделирование на основе классификации пород

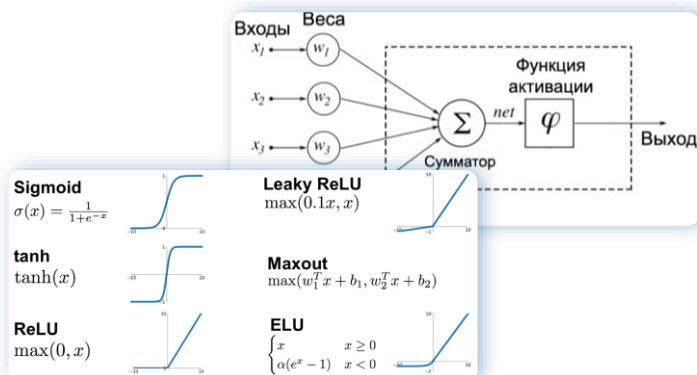
Преимущества

- Соответствует принципам выделения литологии в скважине на этапе интерпретации данных ГИС
- Соответствие литотипам[†] определенным на основе исследований фракционного состава керна

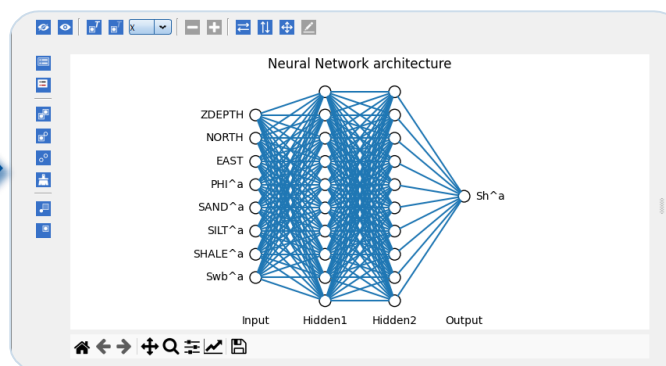


Моделирование насыщения продуктивных пластов на основе машинного обучения

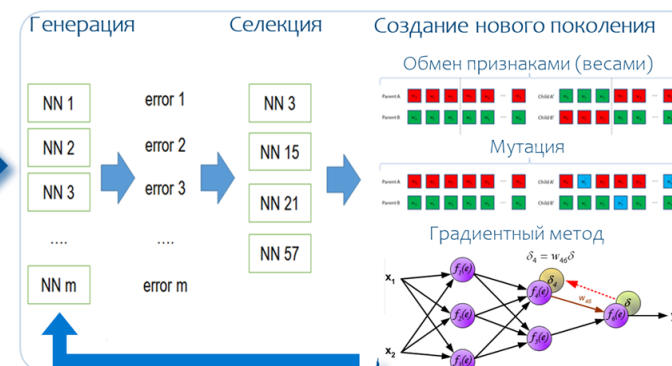
Выбор топологии и активации



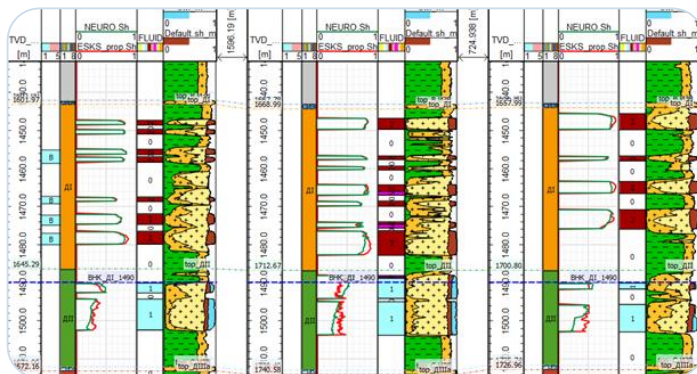
Обоснование архитектуры персептрона



Обучение нейросети



Расчет насыщенности в скважинах и кубе модели



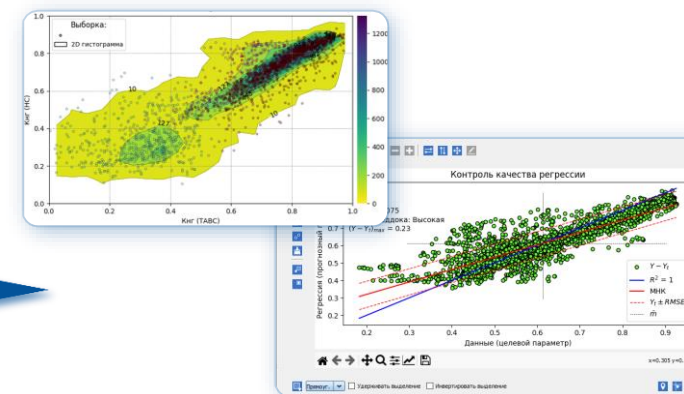
Пространственное положение

координаты
 $\bullet$ и Δ
 абсолютная глубина

Структурно-минералогическое строение породы

содержание псаммитовой фракции
 содержание алевритовой фракции
 содержание пелитовой фракции
 коэффициент пористости
 доля связанной воды

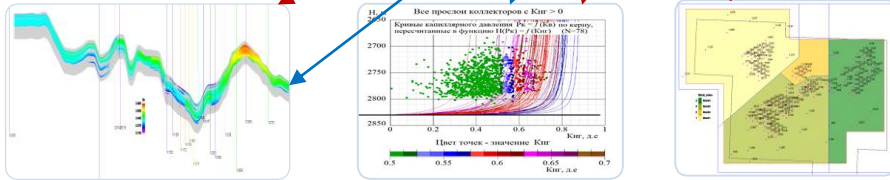
Оценка качества прогнозной модели



Моделирование насыщения продуктивных пластов на основе машинного обучения

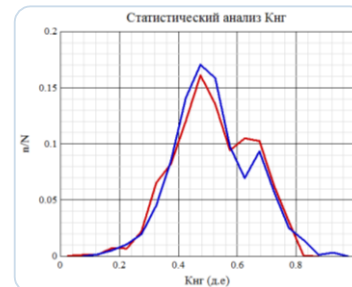
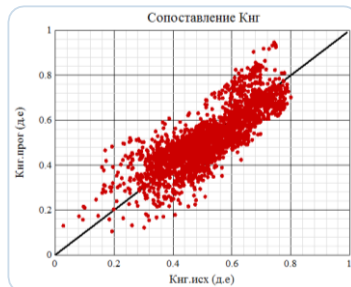
Факторный анализ

Параметр	Матрица корреляций между параметрами										Факторный анализ данных				
	Среднее	СКО	Частные коэффициенты корреляции								Факторные нагрузки				
	Sh	X	Y	ZH	Swb	SAND	SILT	SHALE	Кл		F1	F2	F3	F4	F5
Sh	0,470	0,118	1	-0,163	0,214	-0,222	-0,510	0,054	0,045	-0,493	0,318	-0,170	-0,497	0,028	0,734
X	852858	3462	1	0,237	0,744	-0,107	-0,053	0,067	-0,097	-0,054	-0,413	0,464	0,460	0,344	
Y	367524	5687		1	0,516	-0,223	-0,217	0,279	-0,302	0,001	-0,506	-0,066	-0,775	-0,051	
ZH	2761,8	22,38			1	-0,075	-0,122	0,140	-0,102	-0,100	-0,490	0,435	-0,067	0,021	
Swb	0,421	0,129				1	-0,520	0,377	0,699	-0,537	0,234	0,051	-0,103	0,100	
SAND	0,486	0,144					1	-0,975	-0,168	0,514	0,112	0,340	-0,138	-0,014	
SILT	0,291	0,141						1	-0,048	-0,441	0,286	-0,401	0,215	-0,126	
SHALE	0,0365	0,037							1	-0,371	0,347	0,254	-0,327	0,558	



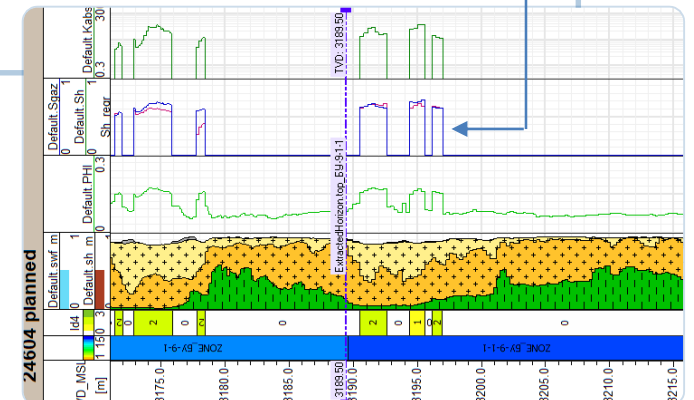
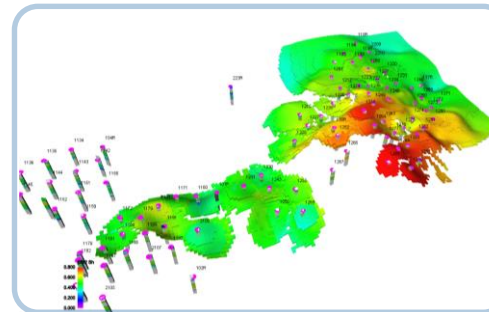
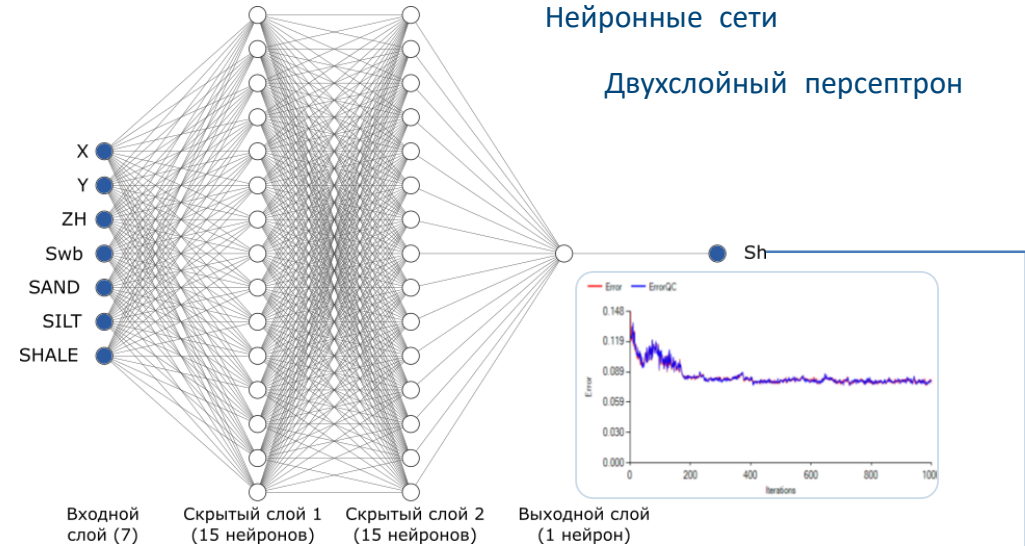
Многомерная регрессия

Кнг $\rightarrow$ X Y ZH
 Рбокг Кнг Кпесг Калг
 Кглг Ккарбг Кв.св.



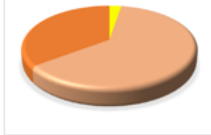
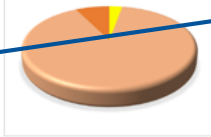
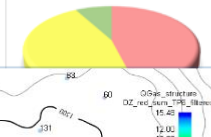
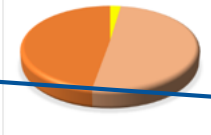
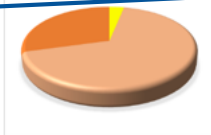
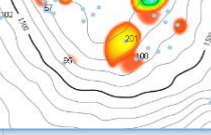
Нейронные сети

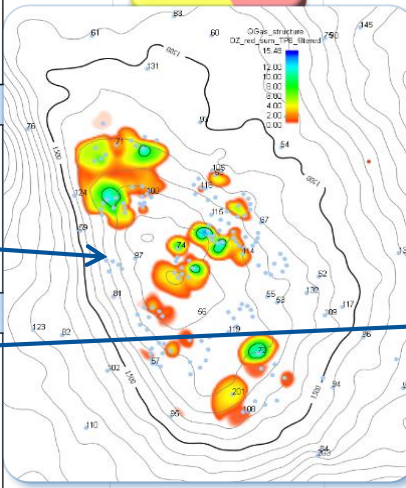
Двухслойный персептрон



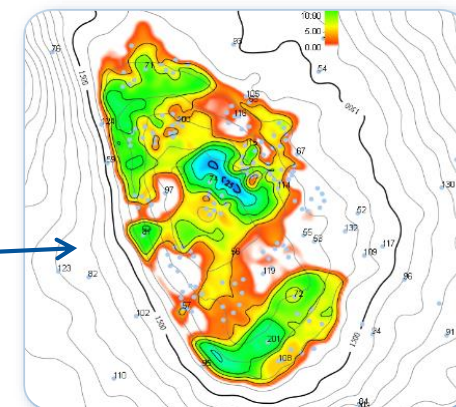
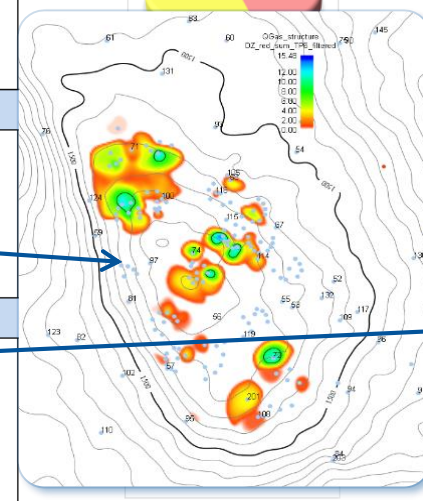
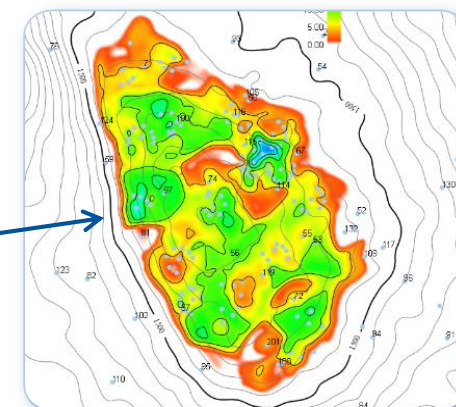
Структура запасов углеводородов в толще НГКМ

Таблица структуры запасов продуктивного пласта НГКМ

Общие запасы, тыс. м³	Запасы газа в породах заданных фильтрационно-емкостных свойств, тыс. м³					Суммарные запасы, распределенные по Кп, тыс. м³	По типу литологии			По диапазону ФЕС		
	Диапазон Кп, д.е.	Диапазон Кпр, мД					 Песчаник  Крупнозерн. алевролит  Мелкозерн. алевролит	 Легко извлекаемые  Промежуточные  Трудно извлекаемые				
		<10	10-40	40-100	>100							
Все пласты												
395 644	<0.25	34 905	54 350	994	124	90 375						
	0.25-0.30	1 193	98 196	92 074	26 924	218 384						
	0.30-0.35	0	34	11 471	73 308	84 813						
	>0.35	0	0	0	2 073	2 073						
Пласт 1												
65 611	<0.25	21 353	2 836	116	5	5 094						
	0.25-0.30	154	10 854	14 613	4 682	30 303						
	0.30-0.35	0	8	5 365	24 256	29 630						
	>0.35	0	0	0	584	585						
Пласт 2												
195 553	<0.25	15 012	28 058	414	32	43 515						
	0.25-0.30	533	52 450	48 297	14 972	116 252						
	0.30-0.35	0	10	2 385	32 294	34 689						
	>0.35	0	0	0	10 978	1 098						
Пласт 3												
134 479	<0.25	17 758	23 457	465	9	41 766						
	0.25-0.30	506	34 888	29 163	7 270	71 829						
	0.30-0.35	0	15	3 721	16 758	20 495						
	>0.35	0	0	0	390	390						

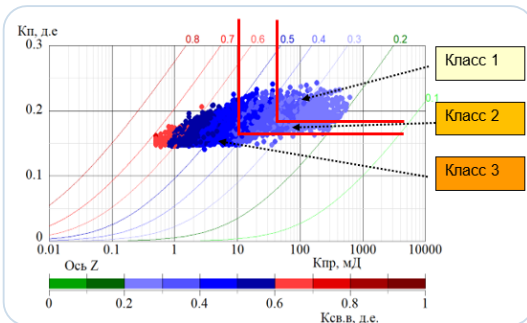


Карты запасов продуктивного пласта* соответствующие выделенным ячейкам таблицы структуры запасов

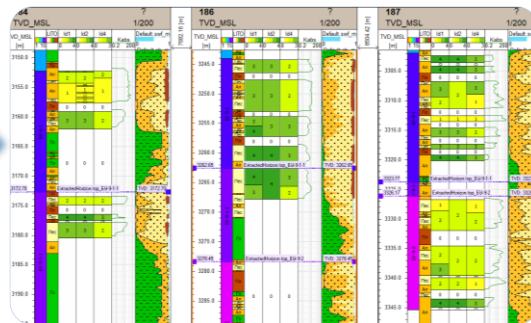


Выделение геологических тел

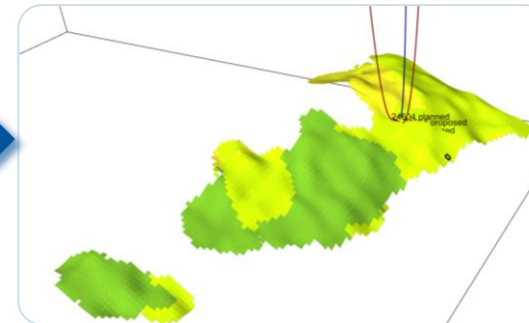
Поиск критериев выделения



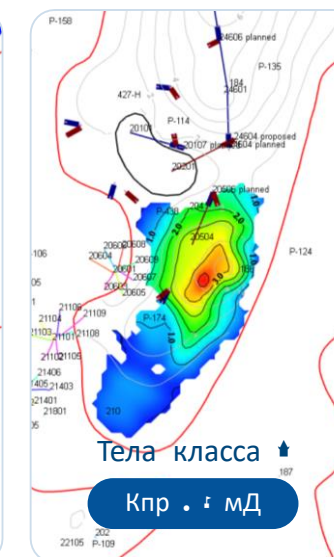
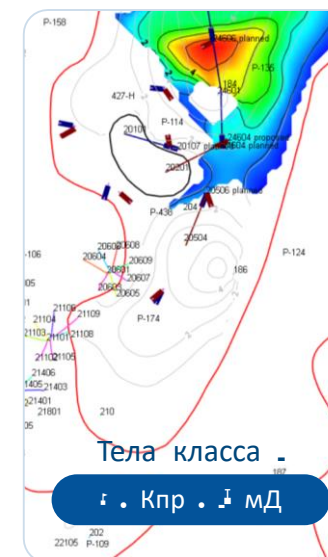
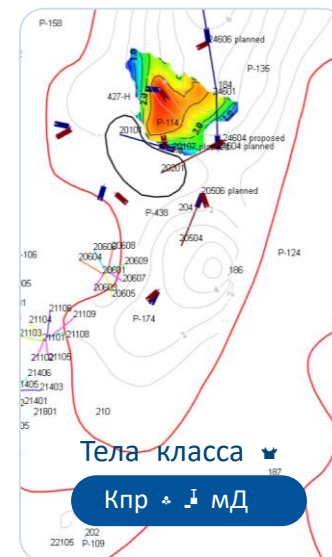
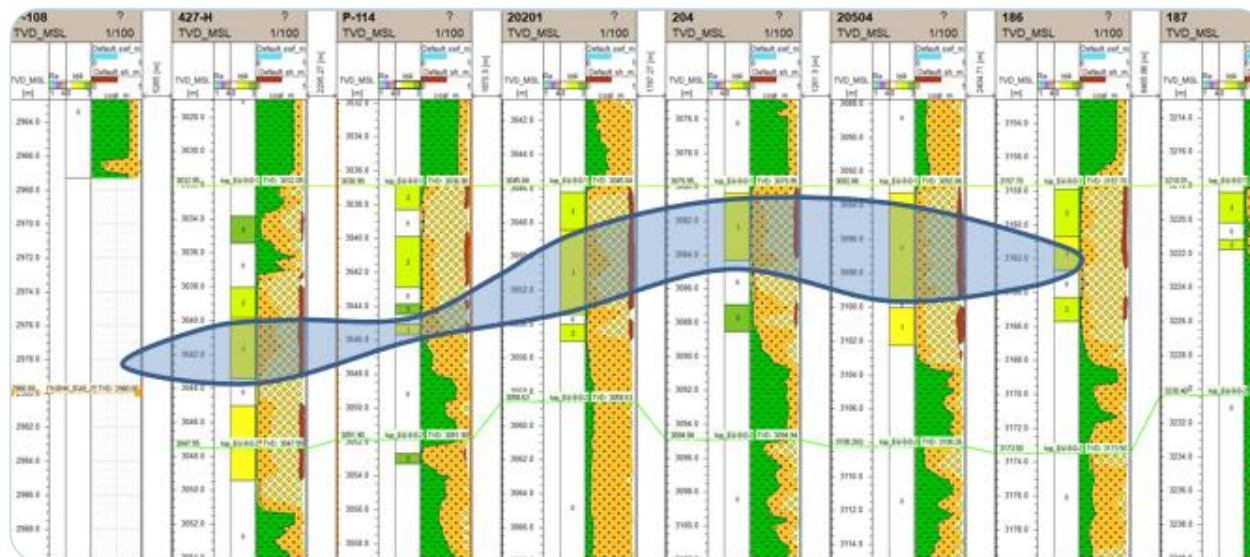
Анализ реализаций тел



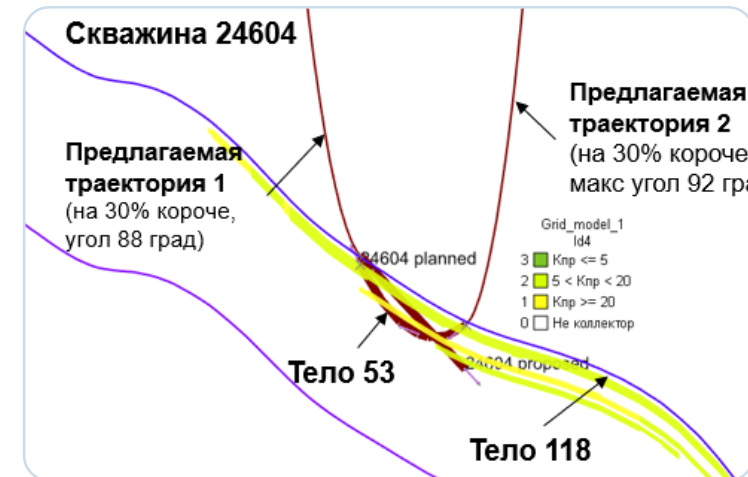
Анализ распространения тел



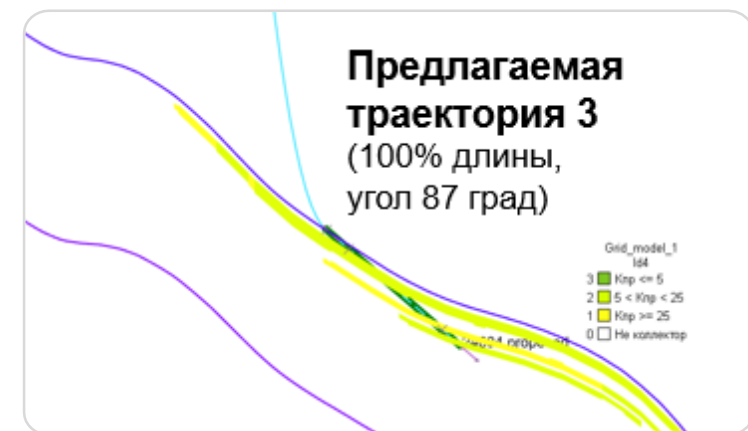
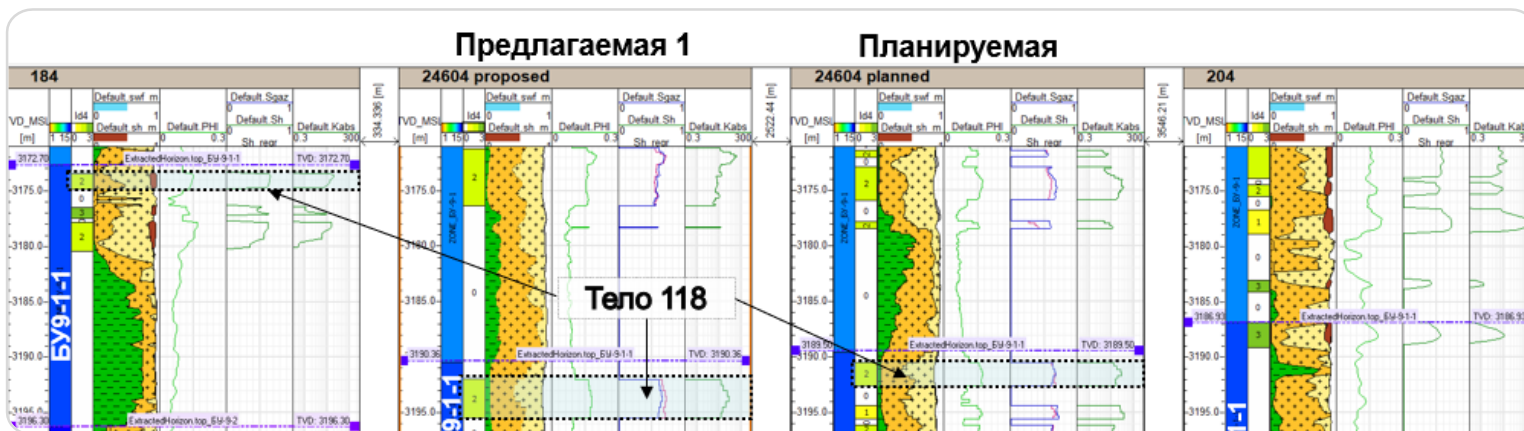
Генезис



Моделирование траектории проводки новых скважин



Прирост эффективных газонасыщенных толщин





Тимур Эзирбаев

А. Х. И. А. Х.



08.08.2023



08.08.2023



Грозный пр. Исаева



@TIMUDJIN



@TIMUDJIN



