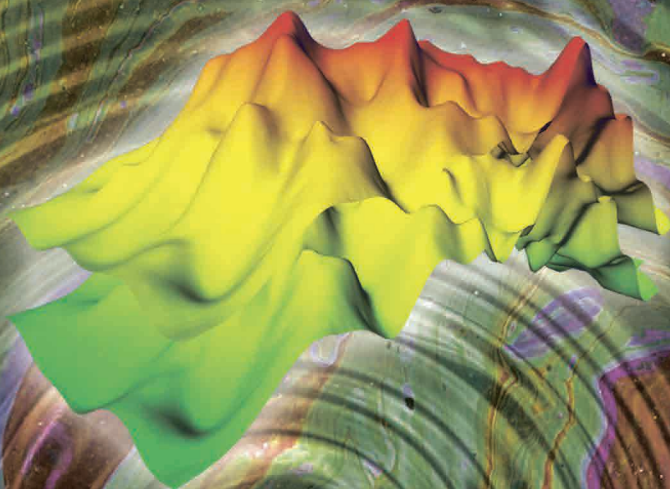


sofoil

**Мультискважинный
Ретроспективный
Тест**



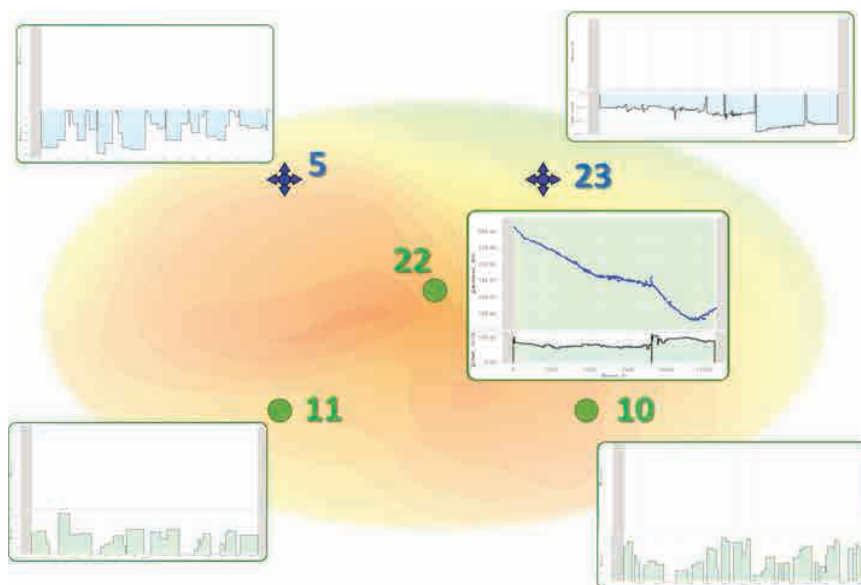
МРТ ОБЗОР

Описание

Мультискважинный ретроспективный тест (**МРТ**) - это процедура автоадаптации исторических данных дебитов и забойных давлений (в том числе по ТМС) по тестовой скважине и ее окружению, которая позволяет:

- восстановить историю пластового давления и продуктивности тестовой скважины
- воспроизвести влияние окружающих скважин на давление в тестовой скважине
- оценить гидропроводность межскважинных интервалов
- спрогнозировать динамику пластового давления для произвольных режимов работы тестовой скважины и ее окружения.

В отличие от классических односкважинных **ГДИ**, основанных на анализе кривых восстановления давления (**РТА**) или дебита (**РТА**), **МРТ** - анализ предоставляет возможность анализировать параметры резервуара по данным сильно интерферирующих скважин, что чаще всего и происходит на практике.



Сервис **MPT** опирается на существующие исторические данные и не требует дополнительных полевых операций.

Процедура **MPT** основывается на технологии мультискважинной деконволюции, которая описана вкратце ниже в разделе "**MPT ТЕХНОЛОГИИ**".

Рабочий процесс **MPT** обслуживается программным комплексом **PolyGon**, который обеспечивает обработку первичных данных, численное моделирование и интерпретацию записей дебитов и давлений по группе скважин.

Преимущества

- Отсутствие полевых работ и остановок скважин
- Восстановление истории пластового давления и продуктивности
- Восстановление истории взаимного влияния скважин
- Иммунитет к несистемным ошибкам истории дебитов
- Ранняя диагностика осложнений



МРТ ОБЗОР

Область Применения МРТ - Планирование ГТМ

- #1** Выбор зоны приоритетного бурения и ЗБС
- #2** Выбор приоритетных кандидатов для ГТМ (РИР, стимуляция, ГРП)
- #3** Планирование режимов работы скважин
- #4** Выбор кандидатов для перевода в ППД



Область Применения МРТ – Анализ Разработки

- #5** Оценка длин и ориентации трещин ГРП
- #6** Выявление трещин автоГРП и их параметров
- #7** Оценка проводимости разлома
- #8** Локализация барьеров и зон выклинивания
- #9** Моделирование расчлененности разреза
- #10** Оценка межскважинной интерференции
- #11** Оценка параметров призабойной зонт
- #12** Оценка параметров тестовой скважины и пласта
- #13** Восстановление истории пластового давления и продуктивности
- #14** Коррекция несистемных ошибок исторических записей дебитов

ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

#1 Выбор зоны приоритетного бурения и ЗБС

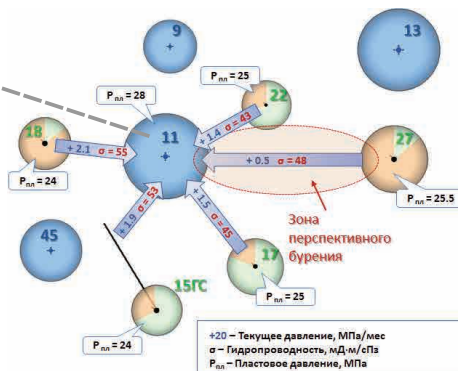
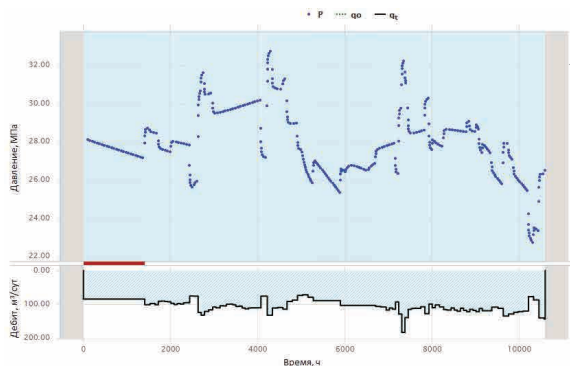
Нагнетательная скважина **11** окружена высокообводненными скважинами **22, 17, 15ГС** и низкообводненными **18** и **27**. Основываясь на истории обводненности последние два интервала наиболее перспективна для бурения.

МРТ анализ указывает на высокую связность по пласту между нагнетательной скважиной **11** и добывающими скважинами **22, 17, 15ГС** и **18**, что дисквалифицирует эти направления как перспективные для бурения.

Пластовое давление в **18** является наименьший по всей группе скважин и **МРТ** симулятор предсказывает, что новая скважина в интервале между **11** и **18** будет конкурировать с **18** за поддержку давления от нагнетательной скважины **11**, в результате чего ускорится падение пластового давления и добычи в **18**, итоговый эффект по группе скважин окажется ниже ожидаемого.

Тем временем, в зоне между скважинами **11** и **27** наблюдается высокое пластовое давление и высокие значения гидропроводности с низкой обводненностью и низким влиянием нагнетательной скважины на скважину **27**, это означает, что на участке скважины **27** поддержание давление идет за счет скважины **13**.

ⓘ Зона между скважинами **11** и **27** потенциальна для бурения уплотняющей скважины или ЗБС.

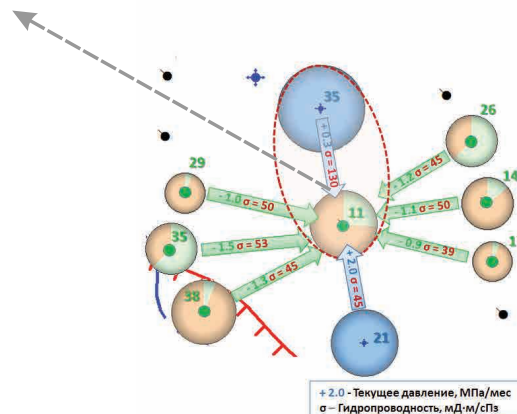
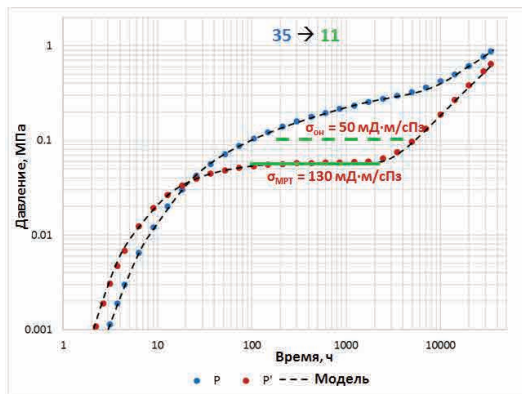
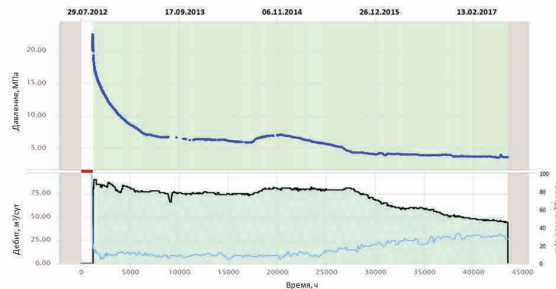


ПЛАНИРОВАНИЕ ГТМ

#2a Выбор приоритетных кандидатов для ГТМ (РИР)

По результатам МРТ анализа интервал между скважинами 35 → 11 показывает слабое влияние и аномально высокую гидропроводность, что, вероятно, вызвано непродуктивной закачкой в скважине 35.

- По результатам ПГИ в скважине 35 выявлены зоны ухода закачиваемой воды и по результатам последовавшего РИР в скважине 35 в скважине 11 наблюдается увеличение дебита жидкости.

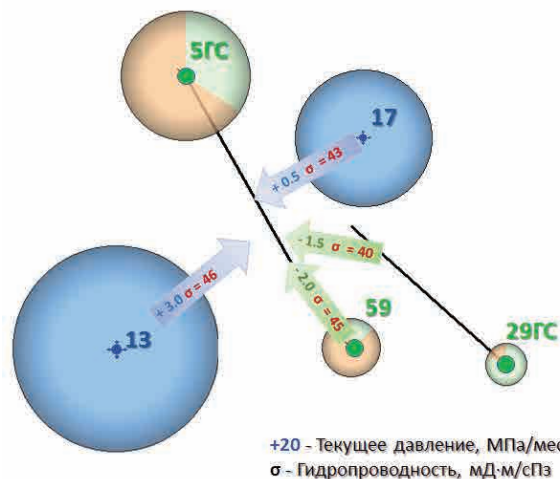
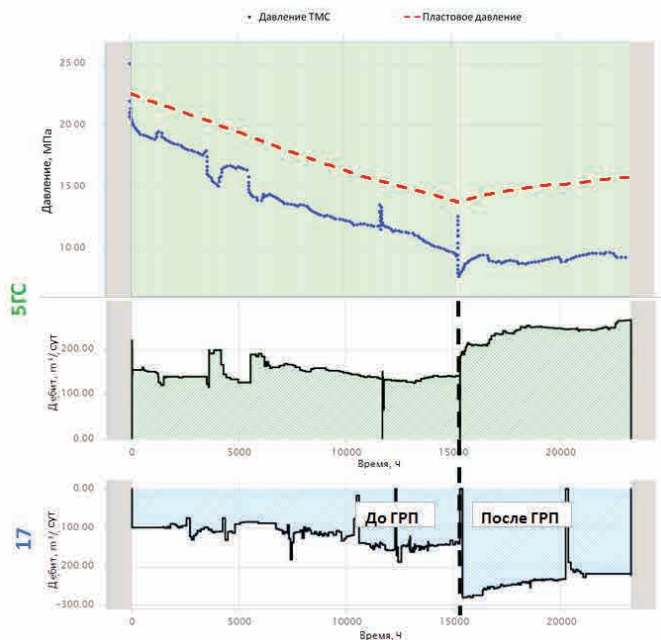


ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

#26 Выбор приоритетных кандидатов для ГТМ (стимуляция)

В процессе анализа МРТ в районе горизонтальной скважины 5ГС, на нагнетательной скважине 17 наблюдается низкая приемистость и низкое влияние на окружающие добывающие скважины при достаточно высоких значениях гидропроводности, что говорит о плохой связи между скважиной и пластом.

- ① Проведение стимуляций скважины 17 привело к росту пластового давления и дебита в скважине 5ГС.



ПЛАНИРОВАНИЕ ГТМ

#3а Планирование режимов работы скважин

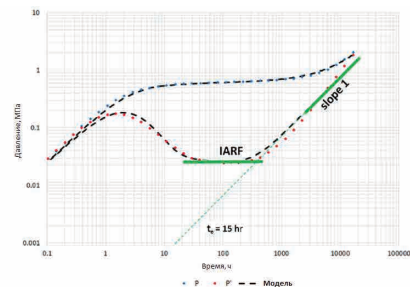
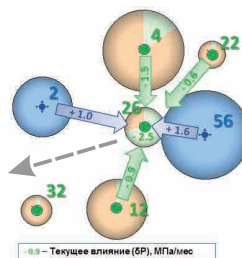
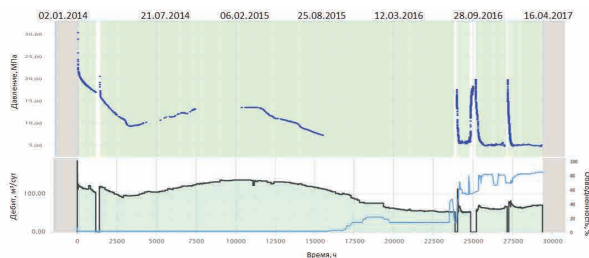
МРТ анализ проводился в районе добывающей скважины **26** с целью планирования оптимальных режимов добычи и закачки скважин.

На диагностическом графике самопрослушивания, полученного из мультискважинной деконволюции, единичный наклон на поздних временах демонстрирует режим истощения, который означает, что район скважины **26** не имеет внешней поддержки давления и добычу скважины **26** необходимо компенсировать окружающими нагнетательными скважинами.

Оценка текущего влияния скважин показывает дисбаланс между тем как нагнетательные скважины увеличивают давление в тестовой скважине **26** (+2.6 МПа) и тем как добывающие просаживают давление в скважине **26** (- 3.0 МПа) и тем как добыча из скважины **26** просаживает давление в своей окрестности (- 2.5 МПа).

Поскольку закачка скважины **56** вполне компенсирует добычу скважин **12** и **22**, имеет смысл обратить внимание на баланс скважин **2** и **4**.

i Рекомендуется снизить добычу в **4** и увеличить закачку в **2** чтобы увеличить добычу жидкости в **26** и в целом по группе скважин получить прирост добычи нефти.



Кривая самопрослушивания по скважине **26**, полученная методом мультискважинной деконволюции

ПРИМЕНЕНИЕ MRT

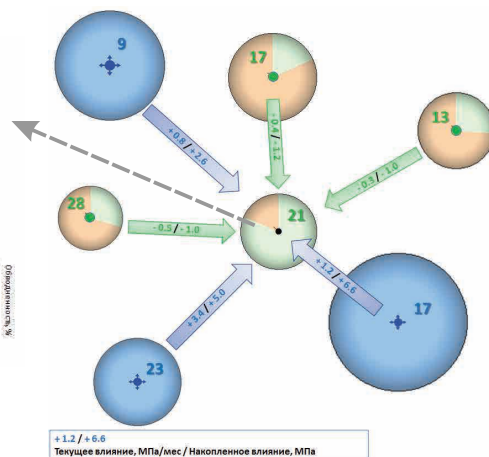
#36 Ограничение агрессивной закачки

Анализ MRT производился в окрестности добывающей скважины **21** с опережающими темпами обводнения с целью оценить ее связь с окружением и определить направление по которому идет обводнение.

Результаты MRT указывают на то, что предполагаемый кандидат на провоцирование обводнения скважины **21** скважина **17**, как скважина с наибольшей накопленной и текущей закачкой в окрестности **21**, на самом деле не является источником обводнения в направлении **21**

Наибольшее влияние на **21** оказывает удаленная нагнетательная скважина **23** с небольшим расходом, которая по всей видимости сформировала трещину автоГРП в направлении к **21**.

Закрытие скважины **23** и увеличение закачки в **9** привело к снижению обводненности и увеличению/ дебита по нефти в **21**.



ПЛАНИРОВАНИЕ ГТМ

#4 Выбор кандидатов для перевода в ППД

На участке наблюдается снижение пластового давления.

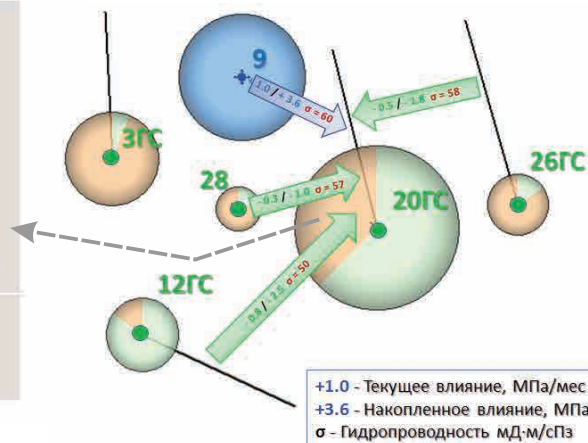
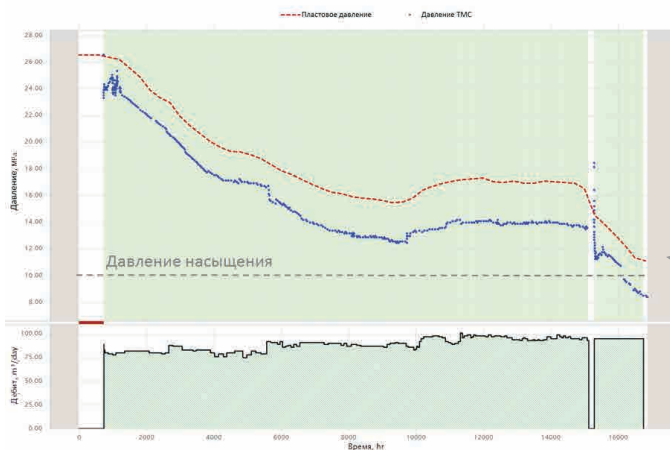
Прогноз динамики пластового давления на скважине **20ГС** с помощью **MPT** симулятора, указывает на снижение ниже давления насыщения в течение 10 месяцев.

MPT анализ межскважинных интервалов указывает на то, что скважина **12ГС** снижает давление в скважине **20ГС** более эффективно (**-0.8 МПа/мес**), чем скважина **26ГС** (**-0.5 МПа/мес**) несмотря на более удаленное расположение.

Это дает приоритет скважине **12ГС** для перевода под закачку.



В результате перевода скважины **12ГС** под закачку на скважине **20ГС** наблюдается рост дебита и давления и увеличение добычи нефти покрывает потери перевода скважины **12ГС** под закачку.



ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

#5 Оценка длин и ориентации трещин ГРП

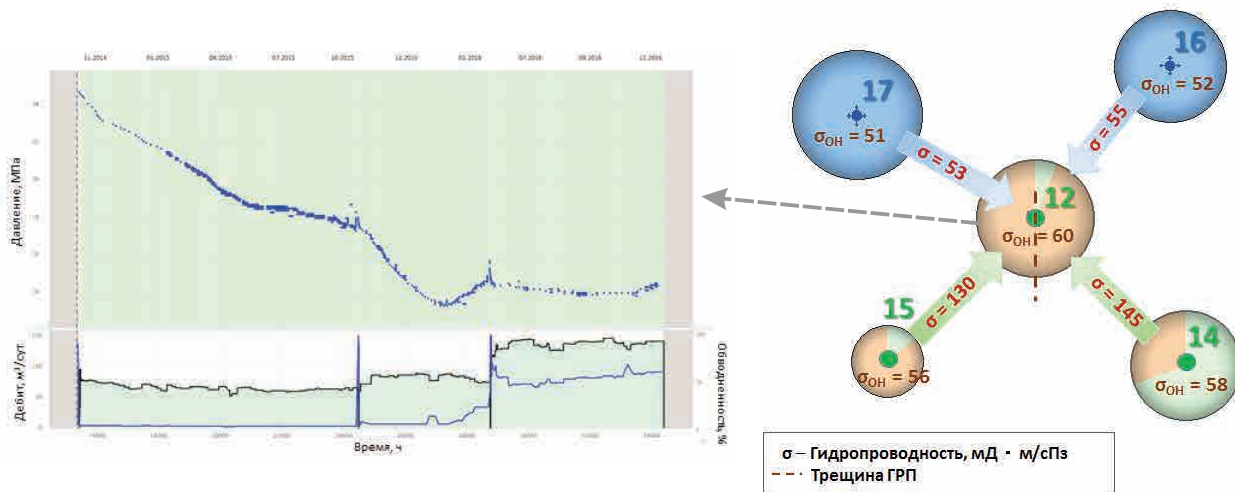
МРТ анализ проводился в районе добывающей скважины **12**, в которой годом ранее был проведен ГРП.

Целью анализа являлось оценить направление и длину трещины ГРП.

По результатам МРТ гидропроводность между скважинами **16** → **12** и **17** → **12** хорошо коррелирует с данными по РИГИС, что говорит о высоком вертикальном охвате разработкой.

Гидропроводность между скважинами **14** → **12** и **15** → **12** оказалась значительно выше гидропроводности по РИГИС и чем в интервалах со скважинами **16** и **17**, что свидетельствует в пользу того, что трещина ГРП прошла в секторе между скважинами **14** и **15**.

По результат численного моделирования данных МРТ в программном комплексе **PolyGon**, оценка длины составила 70 метров, что составляет 20 % расстояния до ближайших соседей.



АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

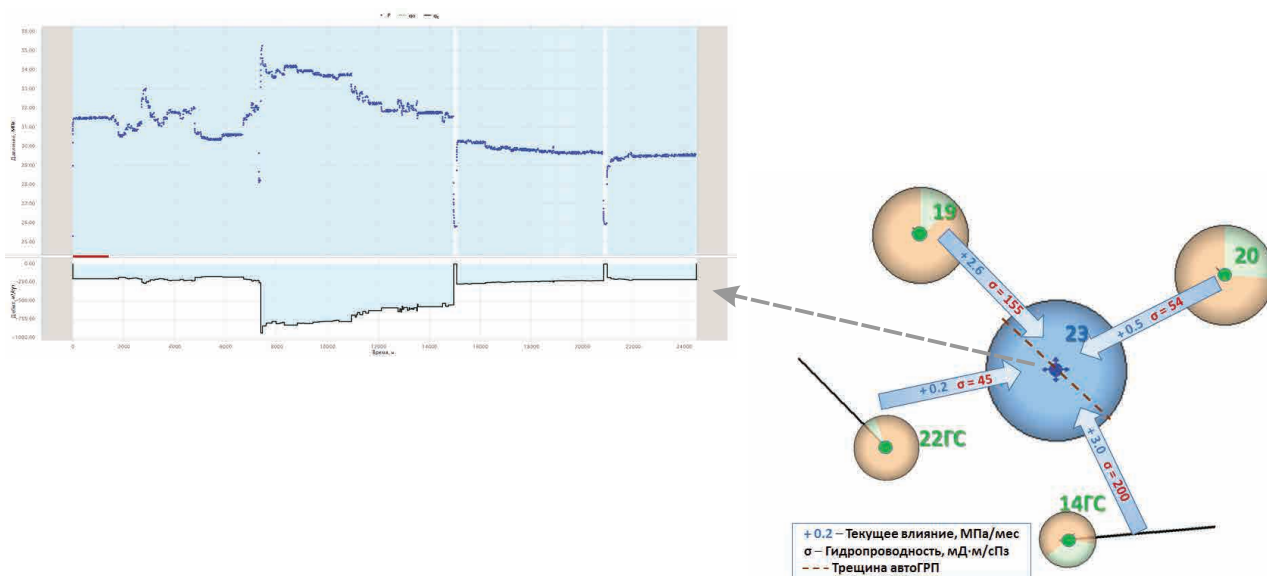
#6 Выявление трещин автоГРП и их параметров

История нагнетательной скважины **23** содержит короткий период anomalно высокой закачки, после которой наблюдался рост обводненности окружающих скважин, после чего закачка была ограничена.

MPT анализ проводился в районе нагнетательной скважины **23** с целью оценить наличие трещины авто ГРП.

По результатам **MPT** гидропроводность и влияние между скважинами **14ГС** → **23** и **19** → **23** оказалась значительно выше, чем в трансверсальном направлении, что указывает на наличие трещины ГРП в этом направлении.

По результат численного моделирования данных мультискважинной деконволюции в програмном комплексе **PolyGon** оценка длины автоГРП составила 120 метров, что составляет 30 % расстояния до скважин **14ГС** и **19**.

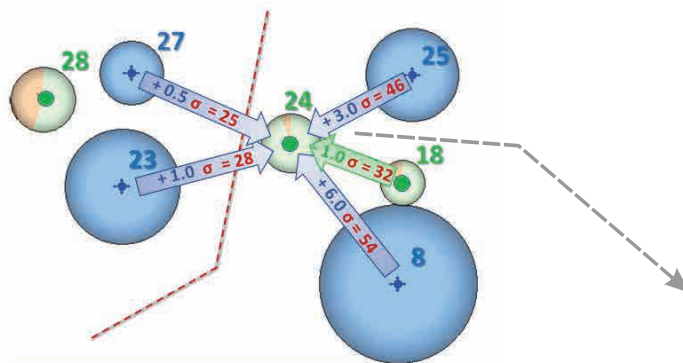


ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

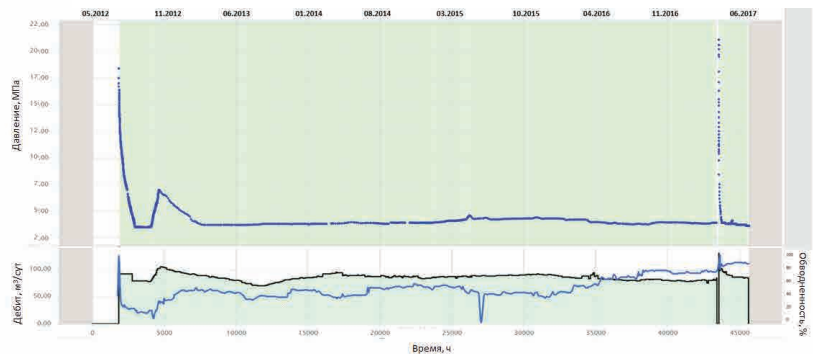
#7 Оценка проводимости разлома

МРТ анализ проводился в районе скважины 24, который по данным сейсмоки возможно отделен разломом от скважин 27 и 23.

По результатам МРТ гидропроводность между скважинами 23 → 24 и 27 → 24 оказалась в два раза ниже, чем в интервалах 25 → 24, 8 → 24 и 18 → 24, что свидетельствует об уменьшении эффективной толщины пласта, что, скорее всего, вызвано препятствием в виде разлома. Наличие влияния скважин 27 и 23 на скважину 24 свидетельствует о наличии некоторой проводимости разлома.



+20 - Текущее влияние, МПа/мес
σ - Гидропроводность мД·м/сПз
- - - - - Полупроницаемый разлом



АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

#8 Локализация барьеров и зон выклинивания

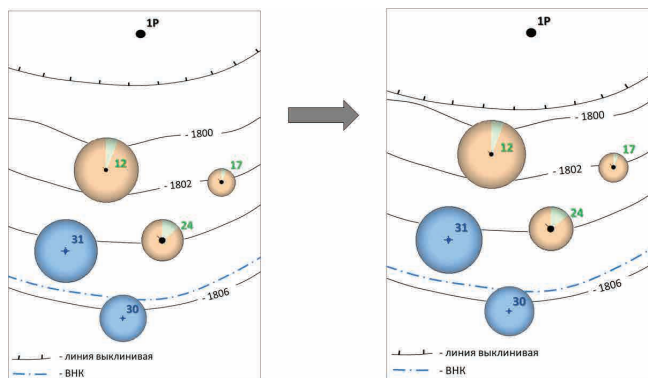
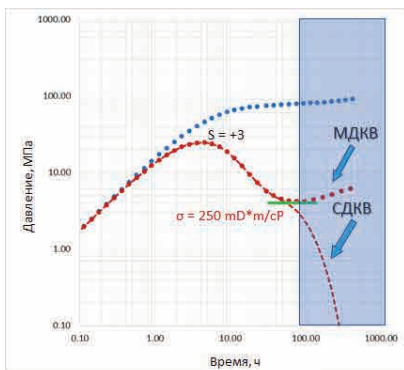
Сейсмические данные свидетельствуют о наличии пологого склона северной часть залежи, который остается намного выше отметки ВНК, определённой по результатам петрофизического анализа. Разведочная скважина **1Е**, в которой наблюдается выклинивание коллектора, находится намного севернее самой северной добывающей скважины **12**.

Эта зона может представлять собой перспективу для разведочного бурения, при наличии данных, подтверждающих распространение коллектора на север.

Односкважинная деконволюция (**СДКВ**) указывает на стационарный режим работы скважины, сформированный поддержкой пластового давления нагнетательными скважинами с юга и не может быть использована для оценки характера распространения резервуара на север.

Тем временем, анализ самопрослушивания по мультискважинной деконволюции (**МДКВ**) имеет четкие признаки истощения, указывающего на влияние непроницаемой границы на севере, что дисквалифицирует северную зону из планов по разведочному бурению.

Аналогичная информация может быть получена из длительного исследования **КВД** по скважине **12** с одновременным ограничением (или отключением) добычи в окружающих добывающих скважинах **24**, **17** и закачки в нагнетательных скважинах **31**, **30**, для ослабления влияния на характер восстановления давления в скважине **12** – разумеется, ценой значительных потерь в добыче нефти по группе северных скважин.



ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

#9 Моделирование расчлененности разреза

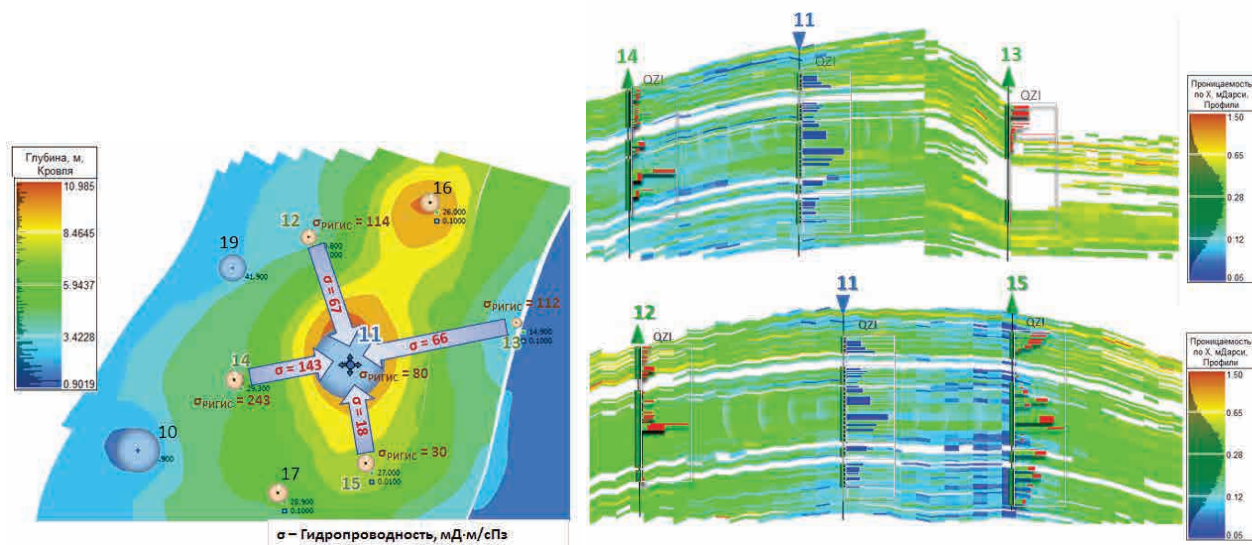
МРТ анализ в районе нагнетательной скважины **11** показывает, что гидропроводность во всех направлениях составляет 50% от оценок по РИГИС.

Результаты **ПГИ** по нагнетательной скважине **11** указывают на неравномерный профиль закачки с преимущественной закачкой в среднюю часть пласта, которая разобщена с выше и ниже лежащими пропластками глинистыми перемычками.

Данные открытого ствола по окружению указывают на повсеместное присутствие глинистых пропластков.

МРТ анализ подтверждает, что эти пропластки выдержаны по площади и являются гидравлическими упорами.

Комплексный анализ **МРТ** и **ПГИ** также указывает на слабый охват заводнением верхней и нижней части залежи.

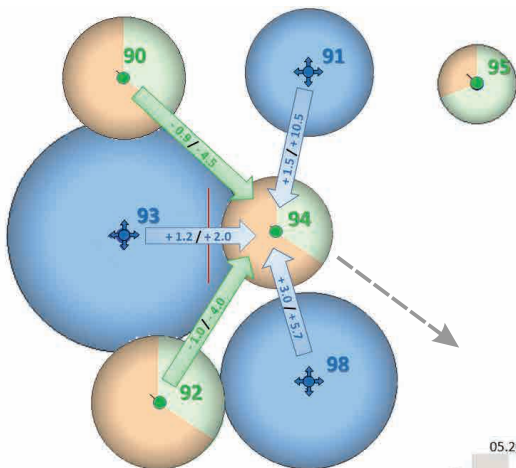


АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

#10 Оценка межскважинной интерференции

МРТ анализ в районе добывающей скважины **94** показывает, что нагнетательная скважина **91** оказывает большее влияние на **94**, чем нагнетательные скважины с большей закачкой **93** и **98**.

Слабый отклик от **93** указывает на то, что ее линии тока преимущественно тянутся к добывающим скважинам **92** и **90**.



+30 / +57
Текущее влияние, МПа/мес; Накопленное влияние, МПа

Накопленное влияние нагнетательных скважин **91**, **93** и **98** на давление в добывающей скважине **94**



ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

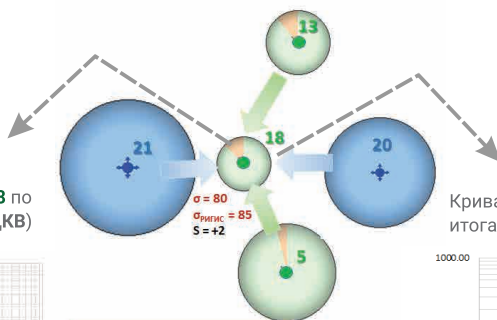
#11 Оценка параметров призабойной зоны

На протяжении всей истории работы добывающей скважины **18** не было длительных остановок на **КВД**, которые могли бы помочь определить параметры пласта и оценить пластовое давление.

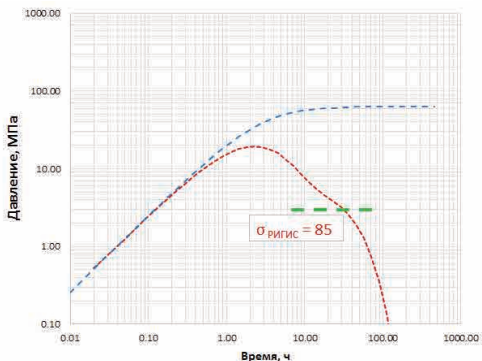
Результаты односкважинной деконволюции сильно искажены влиянием работой окружающих скважин и не могут быть использованы для оценки гидропроводности призабойной зоны пласта.

МРТ анализ в окрестности скважины **18** позволил вычленить кривую самопрослушивания, которая была проинтерпретирована как обычная **КВД**.

Скин-фактор составил $+2$, а гидропроводность оказалась равной $80 \text{ мд} \cdot \text{м/сПз}$, что хорошо коррелирует с оценками по РИГИС при текущей обводненности.

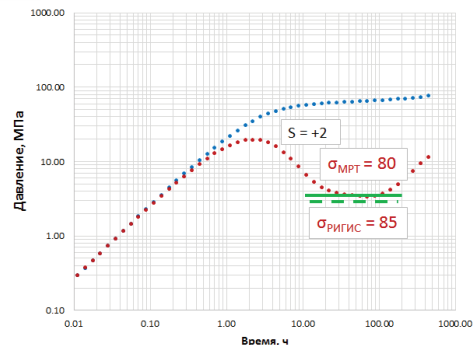


Кривая самопрослушивания на скважине **18** по итогам односкважинной деконволюции (**СДКВ**)



σ – Гидропроводность, мД·м/сПз
 S – Скин

Кривая самопрослушивания на скважине **18** по итогам мультискважинной деконволюции (**МДКВ**)



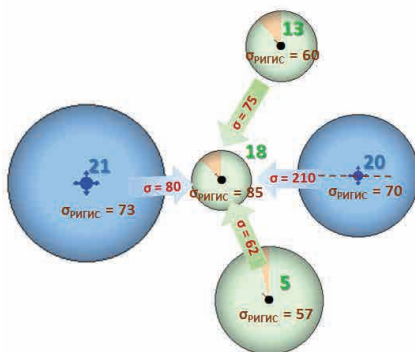
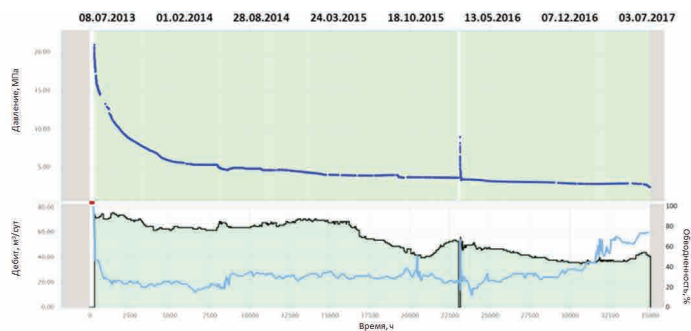
АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

#12 Оценка параметров межскважинного интервала

MPT анализ в окрестности скважины **18** позволил вычленить кривые межскважинного гидропрослушивания, которые были проинтерпретированы как классическое двух-скважинное гидропрослушивание в программном комплексе **PolyGon**.

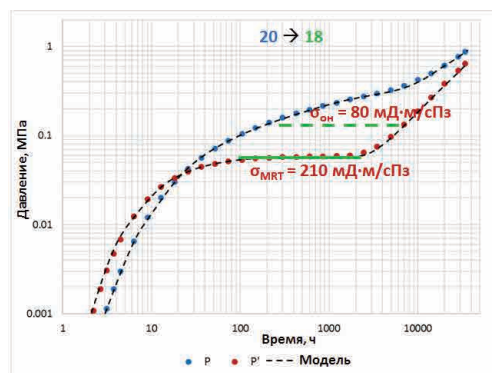
Гидропроводность в интервалах **21** → **18**, **5** → **18** и **13** → **18** хорошо коррелирует со значениями по РИГИС.

Высокая гидропроводность в интервале **20** → **18** и высокое текущее влияние скважины **20** на забойное давление скважины **18** скорее всего связаны с автоГРП на скважине **20**.



σ — Гидропроводность, мД·м/сПа
--- Трещина автоГРП

Кривая гидропрослушивания интервала **21** → **18** по итогам мультискважинной деконволюции (МДКВ)



ПРИМЕНЕНИЕ МРТ

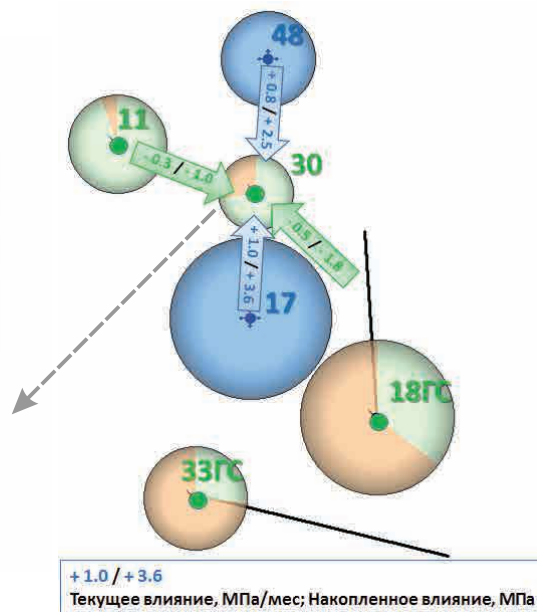
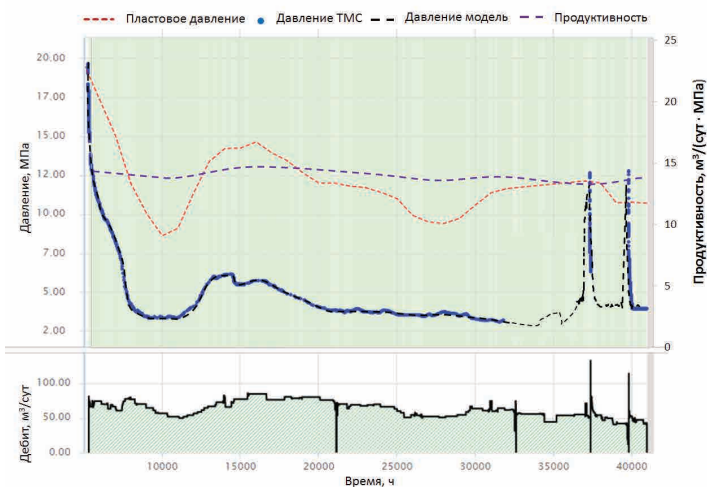
#13 Восстановление истории пластового давления и продуктивности

МРТ анализ проводился в районе добывающей скважины 30 с целью восстановить историю пластового давления, депрессии и продуктивности.

На 32,000 часу записи произошёл сбой записи давления на ТМС продлившийся до 37,000 часа. Забойное давление, восстановленное по МРТ (черный пунктир), аккуратно воспроизводит исторические записи ТМС и восстанавливает давление в периоды выхода манометра из строя.

Продуктивность (фиолетовый пунктир) была постоянной в период всего анализа и составила $12.5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$

Реконструкция пластового давления и продуктивности в скважине 30

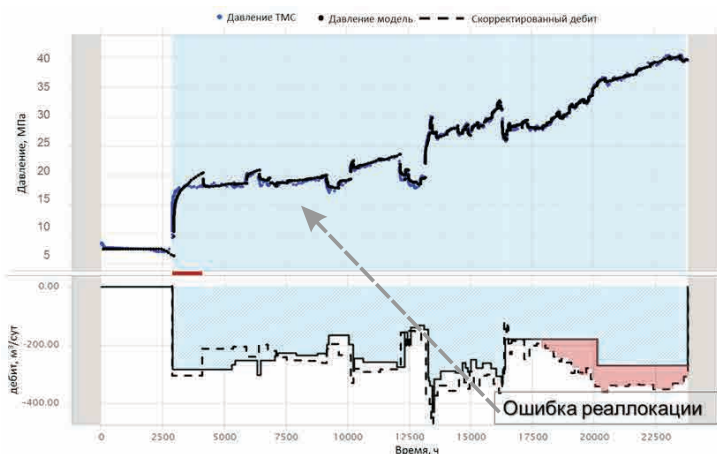


АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

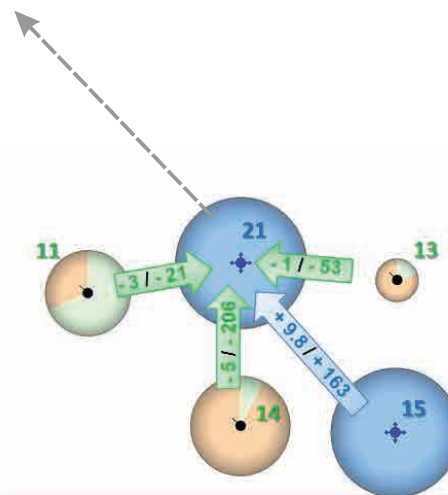
#14 Коррекция несистемных ошибок исторических записей дебитов

МРТ анализ проводился в районе добывающей скважины **11** с целью восстановления истории приёмистости скважины **21**, которая показывает, что записи в течении 6 месяцев в 2014 году были некорректные.

Ошибка в исторических данных приёмистости связана со сбоями в работе расходомера, обслуживающего три скважины на водоводе, и на всех трех скважинах водовода расходы заносились в базу как постоянные, с суммарным значением соответствующим общему расходу по водоводу, который контролировался на КНС.



История записи и скорректированная приёмистость скважины **21**



+ 9.8 / + 163
Текущее влияние, МПа/мес; Накопленное влияние, МПа

ПРИМЕР 1

Цель МРТ анализа

Оценить взаимовлияние скважин на участке в районе скважины **12ГС** и выявить причины ее опережающего обводнения.

Результаты МРТ анализа

По итогам МРТ было выявлено, что нагнетательная скважина **7** осуществляет закачку со слишком высокой репрессией, что привело к неконтролируемому росту трещины автоГРП и опережающему обводнению скважины **12ГС**, в то время как скважина **9** менее эффективно поддерживает пластовое давление в районе скважины **12ГС**.

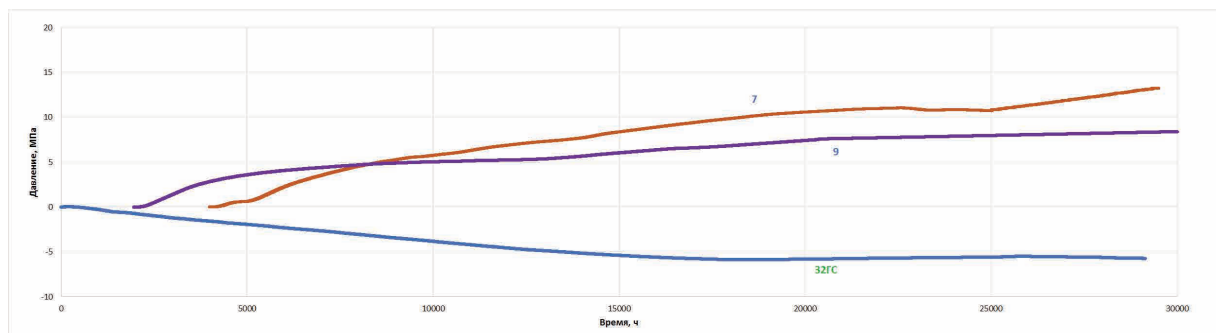
Рекомендация по снижению закачки в скважине **7** и повышению закачки в скважине **9** привели к снижению роста обводнения на скважине **12ГС**.

Методика МРТ анализа

1. Динамика влияния окружающих скважин на давление в скважине **12ГС**

На графике представлена восстановленная история влияния окружающих скважин на давление в районе тестовой скважины **12ГС**.

Высокая степень влияния нагнетательной скважины **7** на давление скважины **12ГС** по сравнению с влиянием скважины **9** вызвано формированием трещины автоГРП в тот период, когда ее расход превышал 500 м³/сут.

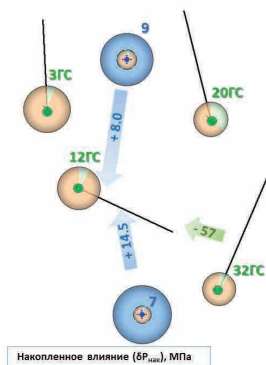


ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ ОБВОДНЕНИЕ

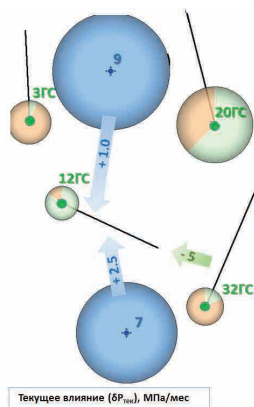
2. Площадной анализ влияния окружающих скважин на давление в скважине 12ГС

На карте приведено накопленные (за всю историю) и текущие (за последний месяц) влияния окружающих скважин на 12ГС. Видна высокая степень влияния как скважины 7 так и скважины 32ГС.

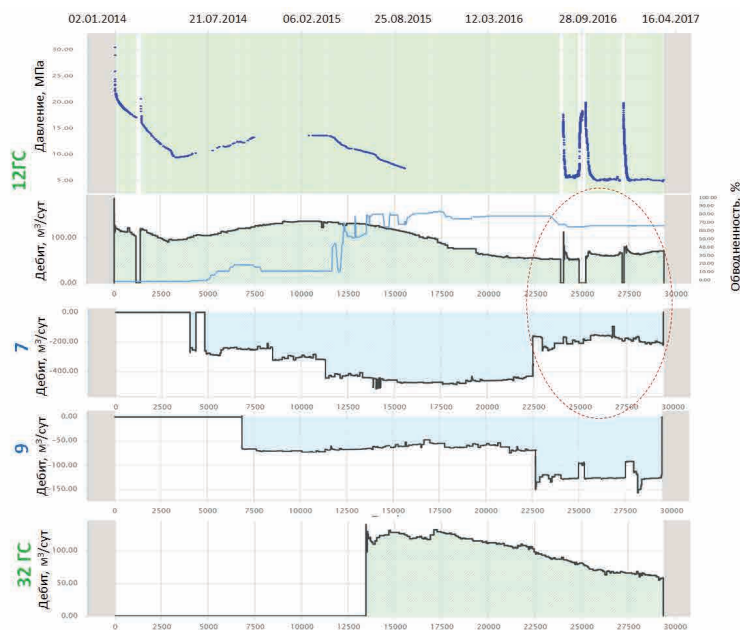
Текущее (за последний месяц) влияние окружающих скважин на давление в тестовой скважине 12ГС



Накопленное (за всю историю) влияние окружающих скважин на давление в тестовой скважине 12ГС



История добычи/закачки скважин в районе скважины 12ГС

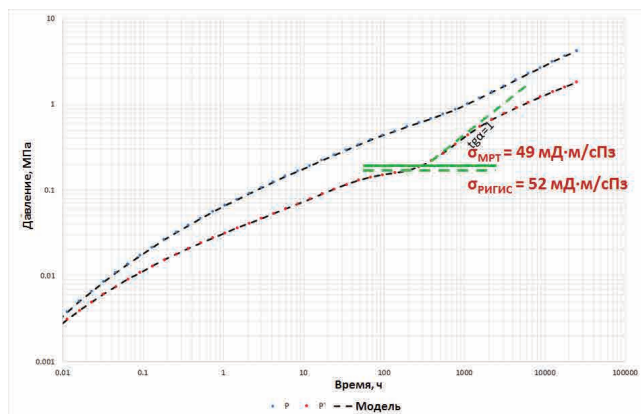


ПРИМЕР 1

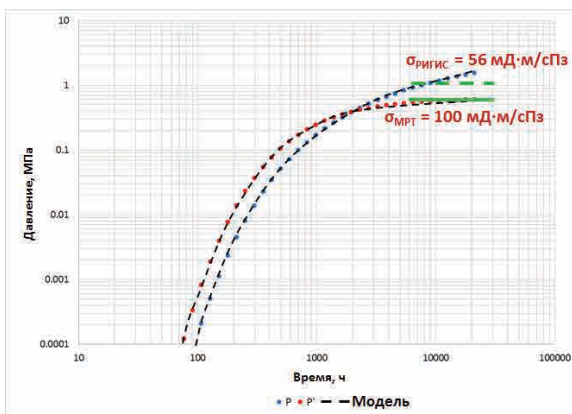
3. Анализ гидропроводности межскважинных интервалов

Ниже представлены диагностические графики самопрослушивания (ДПХ) скважины **12ГС** и гидропрослушивания (КПХ) интервала между скважинами **7 – 12ГС** и **9 – 12ГС**, полученные на основе **MPT** анализа.

Диагностический график самопрослушивания скважины **12ГС** на включение скважины с единичным дебитом



Диагностический график гидропрослушивания межскважинного интервала со скважины **7** на скважину **12ГС**



Поздние времена самопрослушивания скважины **12ГС** указывают на истощение вследствие влияния добывающих скважин, находящихся во втором ряду окружения.

ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ ОБВОДНЕНИЕ

Ниже приведена таблица с результатами оценки гидропроводности по межскважинным интервалам на основе адаптации графиков самопрослушивания и гидропрослушивания фильтрационными моделями и сопоставление их с данными РИГИС.

Интервал		Текущее влияние МПа/мес	Гидропроводность, σ мД · м / сПз		Сравнительный анализ
			МРТ	РИГИС	
1	12ГС → 12ГС	-4.0	49	52	Хорошее соответствие
2	32ГС → 12ГС	-0.5	56	55	Хорошее соответствие
3	7 → 12ГС	+2.5	100	56	Признак автоГРП на скв. 7
4	9 → 12ГС	+1.0	60	53	Хорошее соответствие

Из таблицы видно, что гидропроводность в интервале **7 – 12ГС** является аномально высокой, что вкупе с высокой степенью влияния свидетельствует об образовании трещины автоГРП в нагнетательной скважине **7**.

ПРИМЕР 2

Цель МРТ анализа

Оценить взаимовлияние скважин на участке и выявить причины слабого влияния закачки на скважину **28**.

Результаты МРТ анализа

По итогам МРТ было выявлено, что нагнетательные скважины **21** и **27** осуществляют непродуктивную закачку, в то время как скважина **23** эффективно закачивает в целевой объект.

По результатам последовавшего **ПГИ** в скважине **21** выявлен непроизводительный уход нагнетаемой воды в нижележащий водоносный пласт.

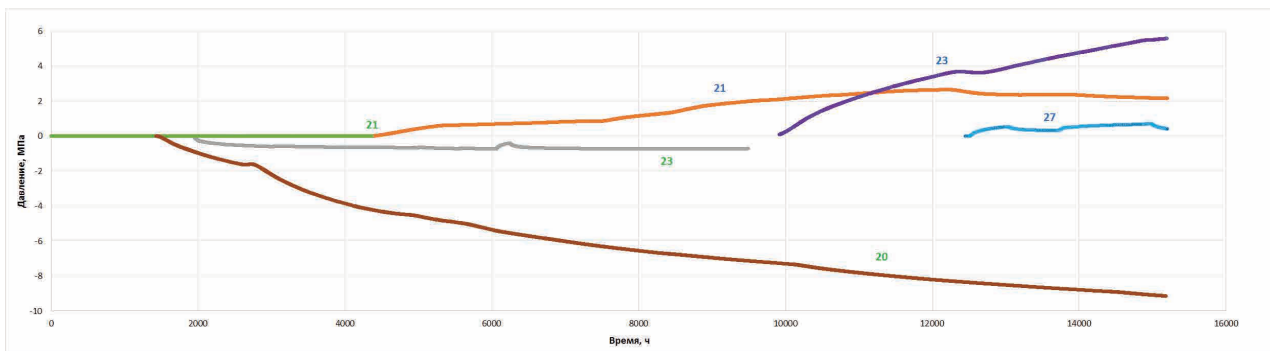
Последовавшие ремонтно-изоляционные работы позволили увеличить влияние закачки в скважине **21** на добычу в скважине **28**.

Методика МРТ анализа

1. Динамика влияния окружающих скважин на давление в скважине **28**

На графике представлена восстановленная история влияния окружающих скважин на давление в районе тестовой скважины **28**.

Из графика видно, что влияние скважины **21** за последние 4 месяца уменьшилось, что вызвано снижением ее приемистости.

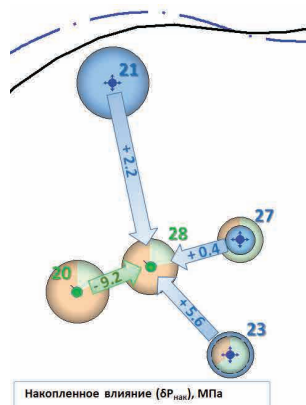


СЛАБОЕ ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧКИ

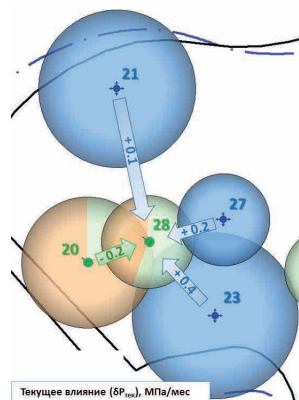
2. Площадной анализ влияния окружающих скважин на давление в скважине 28

На карте приведено накопленное (за весь период наблюдения) и текущее (за последний месяц) влияние окружения на давление в скважине 28. Видна высокая степень влияния скважины 23 и слабое влияние скважин 21 и 27.

Также наблюдается, что накопленное снижение давления в скважине 28 (- 9.2 МПа) от добывающей скважины 20, не скомпенсировано накопленной закачкой окружающих нагнетательных скважин (+ 8.2 МПа в сумме).

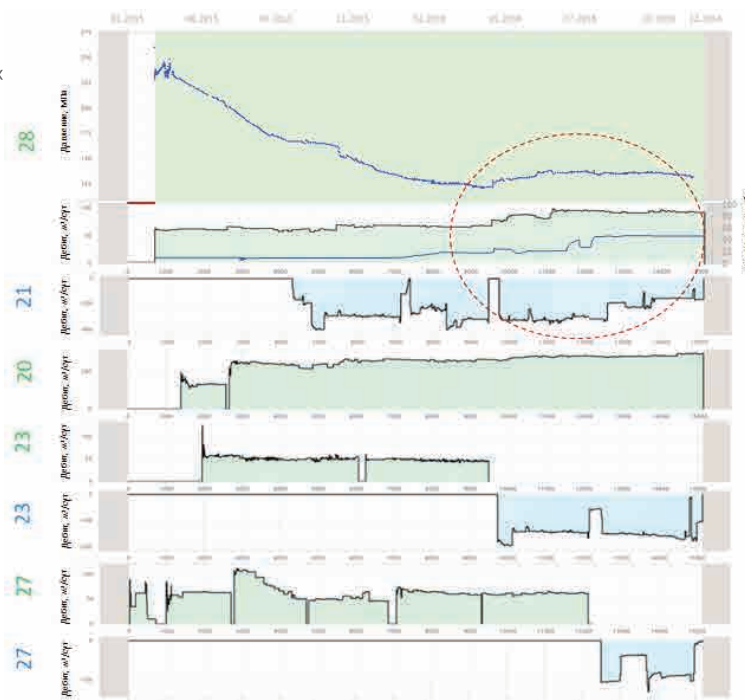


Накопленное (за всю историю) влияние окружающих скважин на давление в тестовой скважине 28



Текущее (за последний месяц) влияние окружающих скважин на давление в тестовой скважине 28

История добычи/закачки скважин в районе скважины 28

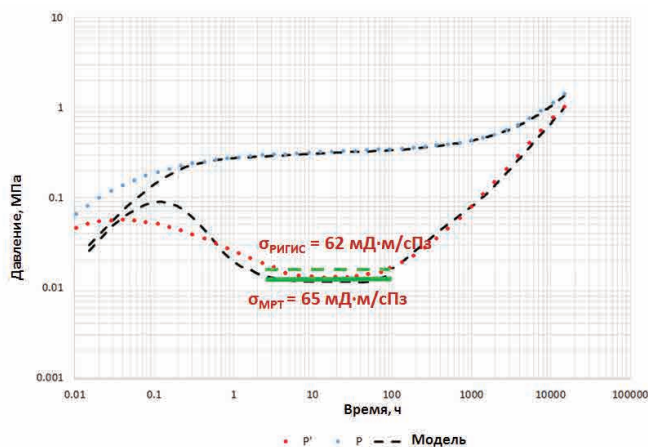


ПРИМЕР 2

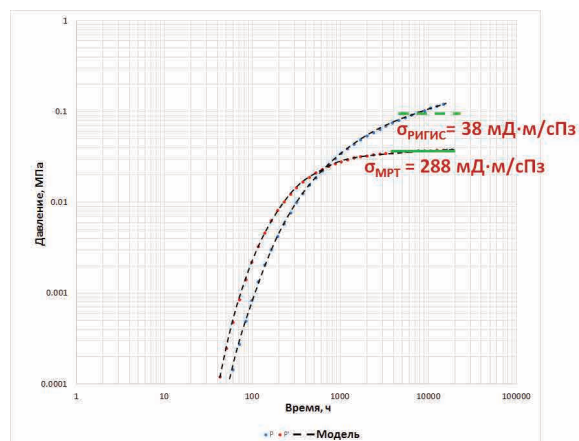
3. Анализ гидропроводности межскважинных интервалов

Ниже представлены диагностические графики самопрослушивания (ДПХ) скважины **28** и гидропрослушивания (КПХ) интервала между скважинами **21** и **28**, полученные на основе МРТ анализа.

Диагностический график самопрослушивания скважины **28** на включение скважины с единичным дебитом



Диагностический график гидропрослушивания межскважинного интервала со скважины **21** на скважину **28** на включение соседней скважины **21**



Поздние времена самопрослушивания скважины **28** указывают на истощение вследствие литологических границ залежи и влияния добывающих скважин, находящихся во втором ряду окружения.

СЛАБОЕ ВЛИЯНИЕ ЗАКАЧКИ

Ниже приведена таблица с результатами оценки гидропроводности по межскважинным интервалам на основе адаптации графиков самопрослушивания и гидропрослушивания фильтрационной моделью и сопоставление их с данными РИГИС.

Интервал		Текущее влияние МПа/мес	Гидропроводность, σ мД · м / сПз		Сравнительный анализ
			МРТ	РИГИС	
1	28 → 28	-2.5	65	62	Хорошее соответствие
2	20 → 28	-0.2	54	59	Хорошее соответствие
3	21 → 28	+0.1	288	38	Признак непродуктивной закачки в 21
4	23 → 28	+0.4	52	50	Хорошее соответствие
5	27 → 28	+0.2	508	63	Признак непродуктивной закачки в 27

Из таблицы видно, что гидропроводности по интервалам **21 → 28** и **27 → 28** являются аномально высокими, что свидетельствует о наличии непродуктивной закачки.

Гидропроводность интервала **23 → 28** находится в хорошем соответствии с РИГИС, что свидетельствует о плановой закачке в объект разработки.

МРТ ТЕХНОЛОГИИ

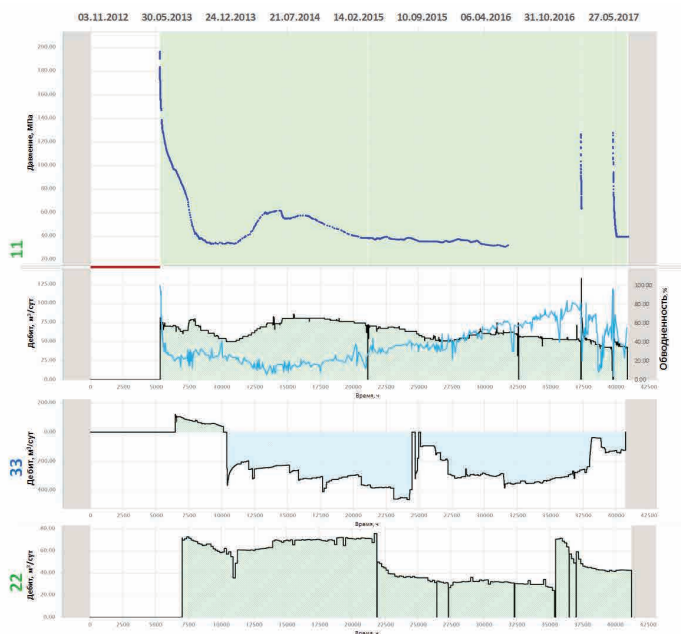
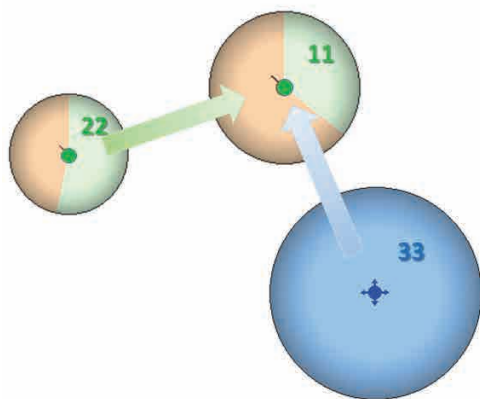
Рабочий процесс МРТ

- 1 Сбор данных по забойному давлению на тестовой скважине
- 2 Сбор данных по истории добычи и/или закачке (шахматки)
- 3 Вейвлет-фильтрация давления по интервалам вариации дебитов
- 4 Мультискважинная деконволюция и построение переходных характеристик самопрослушивания (ДПХ) тестовой скважины и гидропрослушивания (КПХ) межскважинных интервалов
- 5 Коррекция дебита тестовой скважины и окружения
- 6 Расчет гидропроводности и удаления границы резервуара от тестовой скважины путем адаптации ДПХ одномерной фильтрационной моделью
- 7 Расчет гидропроводности межскважинных интервалов путем адаптации КПХ одномерной фильтрационной моделью
- 8 Восстановление истории самовлияния и межскважинного влияния путем конволюции переходных характеристик с историей дебитов/ закачки
- 9 Оценка текущего самовлияния тестовой скважины (за последний месяц работы)
- 10 Оценка накопленного самовлияния и межскважинного влияния за всю историю
- 11 Восстановление истории пластового давления тестовой скважины путем конволюции переходных характеристик с историей дебитов/ закачки
- 12 Восстановление истории депрессии и коэффициента продуктивности скважины
- 13 Комплексный анализ собранных данных и выработка рекомендаций

Математический движок МРТ

Ключевым технологическим элементом метода **МРТ** является математическая процедура мультискважинной деконволюции (**МДКВ**), которая представляет собой высокопроизводительный параллельный математический алгоритм декодирования, исполняемый на удаленной мульти-ядерной рабочей станции и функционирующий как модуль программного комплекса **PolyGon**.

Принцип работы МДКВ может быть проиллюстрирован на примере трех скважин: тестовой добывающей **11**, соседней добывающей **22** и соседней нагнетательной **33**.

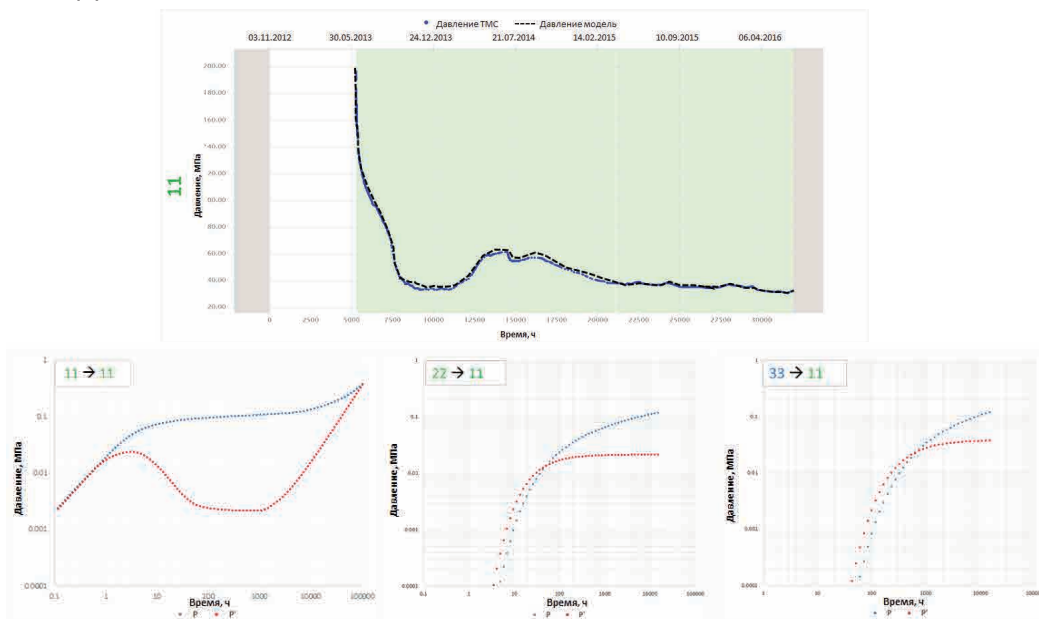


MPT ТЕХНОЛОГИИ

Мультискважинные Нормализованные Переходные Характеристики

Перманентная инсталляция глубинного манометра в скважине **11** ведет непрерывный мониторинг забойного давления (например, раз в час или раз в минуту), которая реагирует на изменения дебита как в самой скважине **11**, так и в соседних скважинах **22** и **33**. Очевидно, удаленные скважины оказывают меньшее влияние на давление в **11** скважине, нежели изменения ее собственного дебита, но, тем не менее, это влияние достаточно велико, чтобы исказить данные забойного давления до состояния, когда односкважинный анализ давления в **11** становится неадекватным на средних и длинных временах.

МДКВ производит поиск нормализованных (на величину скачка дебита) переходных характеристик самопрослушивания скважины **11** (влияние единичного скачка дебита в **11** на забойное давление в **11**) и гидропрослушивания (влияние единичного скачка дебита в **11** и расхода в **33** на забойное давление в **11**), которые обеспечат сходимость всей истории записей забойных давлений в **11** с конволюцией переходных характеристик, с историей дебитов и закачек всей группы скважин.

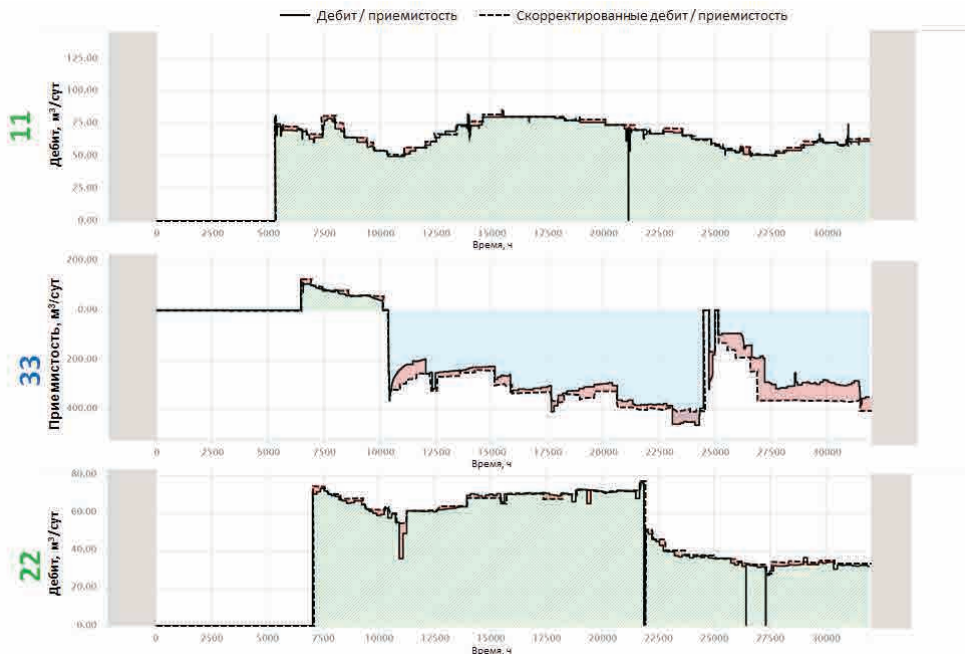


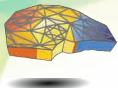
Мультискважинные Нормализованные Переходные Характеристики

Нормализованные переходные характеристики выглядят, как традиционные кривые **КПД** и двухскважинного гидропрослушивания, могут быть проинтерпретированы с помощью адаптации стандартной одномерной аналитической или численной фильтрационной моделью.

Очевидно, адаптация записи давления никогда не была бы идеальной, так как лежащие в основе деконволюции данные по дебитам не обладают такой же точностью и частотой замеров как данные по давлению.

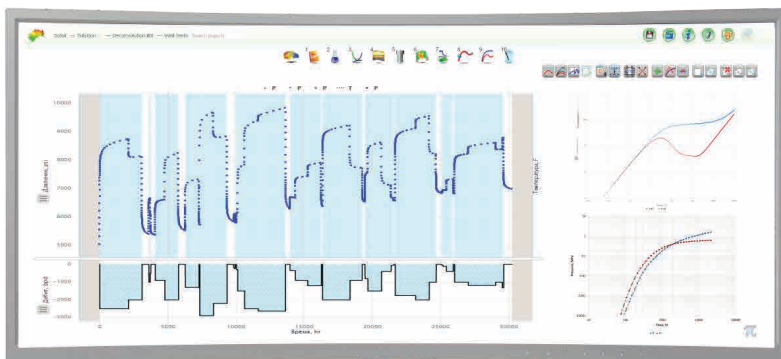
Поэтому в процессе поиска переходных характеристик, деконволюция производит коррекцию исторических записей дебитов (или расходов), чтобы добиться практически идеальной адаптации всей истории давлений, а величина и характер коррекции представляет собой дополнительную и очень полезную информацию.





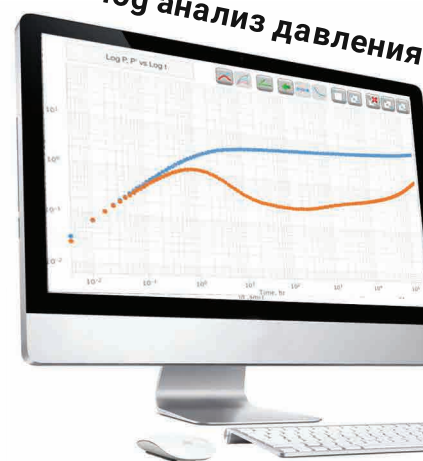
POLYGON

Мультискважинная деконволюция

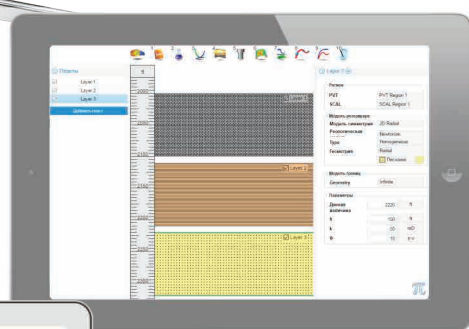


- Множество аналитических мо...
- Пошаговый веб интерфейс
- Пошаговый видео-ассистент

Log - log анализ давления



Многопластовые залежи



Констру скваж



Поддержка ОФП



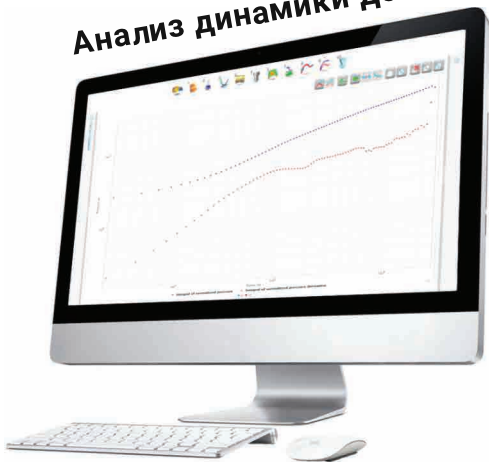
PVT Моделирование



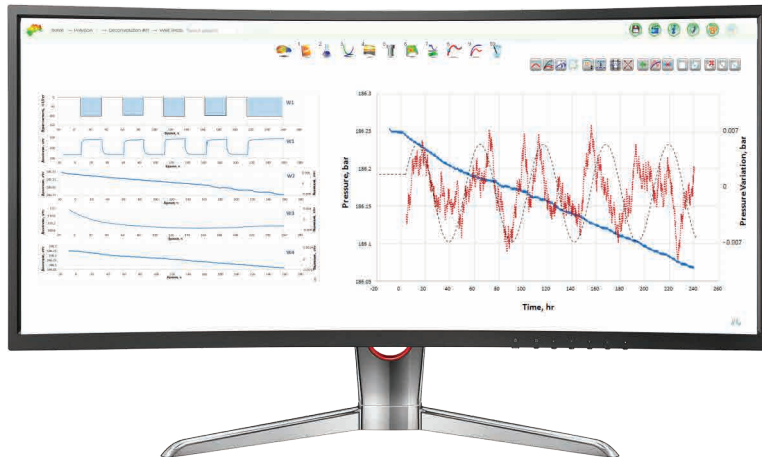
АНАЛИЗ ДОБЫЧИ И ДАВЛЕНИЯ

делей

Анализ динамики добычи



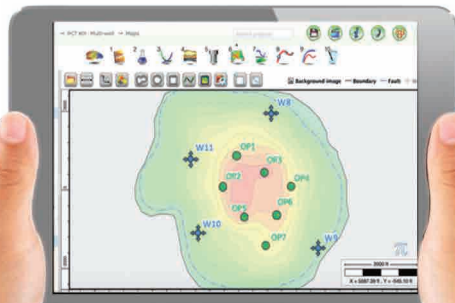
Импульсно-кодированная декомпозиция



Многоядерные
облачные
вычисления

ункция
кины

Численная 2D модель



demo.polykod.ru



www.sofoil.ru



© SOFOIL 2012-2019