



Мультискважинные ГДИ

Технологический Обзор



КРАТКОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ

Мультискважинные Гидродинамические Исследования скважин (МГДИ) представляет собой область знаний, вокруг набора инструментов и методологий обработки данных давлений и дебитов группы скважин, в процессе их активного влияния друг на друга, а также методов правильного проектирования таких тестов.

ПРОЦЕДУРА

Исследование производится на группе скважин, где выполняется некая процедура изменений дебитов и /или расходов с регистрацией отклика давления на каждой скважине. Контроль ведется и за дебитом и за давлением по каждой скважине. Данные датчиков обрабатываются в специализированном ПО и по итогам выдается оценка текущих параметров скважин, пластов в окрестности каждой скважины и возможных коммуникаций объекта разработки с нецелевыми резервуарами.

АССОРТИМЕНТ МЕТОДОВ

Методы интерпретации МГДИ можно разбить на три класса:

1. Рутинный фиттинг
2. Деконволюция
3. Импульсно-Кодовая Декомпозиция (ИКД)

Эти методы могут быть применены к одному и тому же набору данных. При этом выходные данные по этим методам несколько отличаются. При этом речь не о конкуренции методов, а в большей степени выбора правильного метода, отвечающего степени достоверности входных данных (дебитов и давлений).



1. Рутинный фиттинг

Рутинный фиттинг заключается в адаптации компьютерной модели отклика давлений каждой скважины на рейты всех остальных скважин путем варьирования параметров модели (скин-фактора каждой скважины и гидропроводности / пьезопроводности в окрестности каждой скважины).

При этом используются предположения:

- ✓ Известна точная геометрия залежи (границы, разломы)
- ✓ Известны точные значения рейтов о все моменты времени
- ✓ Отсутствуют контаминаторы (неучтенные скважины, работающие на те же пласты) и отсутствуют коммуникации с другими пластами (неучтенные внутрискважинные перетоки и коммуникации в межскважинных интервалах)
- ✓ Истории рейтов скважин максимально не похожи друг на друга – для обеспечения однозначного решения обратной задачи на параметры пласта

Недостатком данного метода является то, что вышеперечисленные предположения редко когда выполняются на практике, в частности, как правило:

- ✓ Неизвестна точная геометрия залежи (границы, разломы)
- ✓ Неизвестны точные значения рейтов по каждой скважине из-за погрешностей поскважинных измерений и неточностей реаллокации рейтов на основе кустовых замеров
- ✓ Работа скважин зашумлена перетоками, как в самих скважинах так и в соседних скважинах, работающих на другие горизонты
- ✓ Изменения рейтов соседних скважин зачастую происходят синхронно так как они сидят на одной линии и уменьшение рейта одной скважины приводит к увеличению рейта в другой

В N-скважинном тесте рутинный фиттинг варьирует $4N$ параметров (скин-фактор S каждой скважины, текущее пластовое давление на контуре питания каждой скважины P_e , и как правило гидропроводность σ + пьезопроводность χ в окрестности каждой из N скважин) с целью зафиттинговать N откликов давлений (по одному отклику на каждую скважину).



2. Деконволюция

Мультискважинная деконволюция это технология обработки данных рейтов и давлений, которая разлагает суммарный отклик давления на каждой скважине на переходные характеристики для каждой скважины как:

- ✓ Отклик давления на собственное одиночное ступенчатое изменение рейта
- ✓ Отклик давления на изменения одиночные ступенчатые изменения рейтов соседних скважин

Данная процедура позволяет определить границы залежи в районе каждой работающей скважины, а также скорректировать историю рейтов, то есть устранить первые два недостатка рутинного фитинга.

После проведения деконволюции все переходные характеристики фитингуются до получения единого набора параметров модели (скин-фактора каждой скважины и как правило гидропроводности + пьезопроводности в окрестности каждой скважины).

В отличие от рутинного фитинга, где для N скважин фитингуется N откликов давлений на сложные истории рейтов, в мультискважинной деконволюции фитингуется N^2 откликов, но на очень простые истории рейтов (однократное включение скважины с единичным рейтом). При этом варьируются те же самые $4N$ параметров (скин-фактор S каждой скважины, текущее пластовое давление на контуре питания каждой скважины P_e , и как правило гидропроводность σ + пьезопроводность χ в окрестности каждой из N скважин).



3. Мультискважинное ИКГ

Мультискважинное ИКГ представляет собой комбинацию двух шагов:

- ИКД (Импульсно-Кодовая Декомпозиция) – процедура разложения комплексного сигнала на каждой скважине на компоненты, каждая из которых коррелирует только с историей рейтов одной из возмущающих скважин
- рутинный фитинг каждой компоненты декомпозиции

Также как и в мультискважинной деконволюции, ИКГ фитингуется N^2 откликов, на реальные истории рейтов каждой скважины, при этом варьируются те же самые $3N$ параметров (скин-фактор S каждой скважины, и как правило гидропроводность σ + пьезопроводность χ в окрестности каждой из N скважин). Важно отметить, что текущее пластовое давление на контуре питания каждой скважины P_e не участвует в фитинге и не влияет на результаты ИКГ. Это можно отнести как недостаткам методам (знание пластового давления на контуре питания каждой скважины является важным параметром процесса разработки), так и к достоинствам (именно благодаря этому иммунитету ИКГ удается определить параметры пластов несмотря на интерференцию с неизвестными резервуарами).

Главным преимуществом ИКГ является иммунитет к неучтенным контаминаторам и коммуникациям, которые негативно влияют на процедуры мультискважинной деконволюции и рутинного фитинга исходных данных.

Главным недостатком является необходимость знать геометрию залежи, точные изменения рейтов скважин (как и в случае рутинного фитинга) и невозможность определения пластового давления на контуре питания каждой скважины.



Сравнение методов

Во всех изложенных выше методах критичным является непохожесть истории рейтов между соседними скважинами, иначе обратная задача не будет иметь однозначного решения. Максимально непохожие истории рейтов называются *ортогональными*, так как они зануляют некую численную функцию (аналог скалярного произведения векторов), измеряющую похожесть истории рейтов друг на друга.

Проведение спланированных импульсно-кодовых тестов на основе ортогональных кодов является более надежным и однозначным методом получения данных о скважинах и пластах по сравнению с существующей спонтанно сформированной в процессе эксплуатации историей работы скважин.

Тесты, в которых скважины работают с пред-рассчитанными ортогональными импульсными кодами, называются *Импульсно-Кодовым Гидропрослушиванием (ИКГ)*. Такие тесты можно проводить как однократно для калибровки моделей, так и на перманентной основе, как часть процесса контроля эксплуатации месторождения.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПОНЕНТЫ

МГДИ используют следующий набор технологических компонентов:

1. Высокоточные глубинные манометры на основе кварцевых датчиков с высокой разрешающей способностью до 50 Па.
2. Применение алгоритмов декодирования сигналов из зашумленных данных
3. Интерпретация параметров пласта на основе мульти-ядерного численного симулятора
4. Средства пакетной обработки данных для рутинной интерпретации большого числа скважин

ОЦЕНОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

- Динамические параметры разработки
 - Пластовое давление
 - Удаление и тип контура питания
- Параметры скважины
 - Объем послепритока
 - Скин-фактор
- Параметры пласта
 - Гидропроводность
 - Пьезопроводность
 - Проницаемость коллектора
 - Сжимаемость коллектора
 - Эффективно работающая толщина пласта
 - Характер насыщенности пород
 - Протяженность гидравлических трещин
 - Соотношение трещинных и матричных компонент пласта (упругоэластичности и гидропроводности)

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

- Анализ динамики гидродинамических параметров пластов в процессе разработки
- Анализ взаимного влияния скважин
- Анализ влияния трещин на передачу давления и продвижения фронта воды
- Анализ состояния подвески скважины и ее связи с пластом
- Калибровка геологической модели по расположению межпластовых непроницаемых перемычек, зон выклинивания и расположению разломов
- Калибровка гидродинамических моделей по проницаемости коллектора, сжимаемости коллектора,



ТРАДИЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ

Существует развитая область знаний вокруг задачи определение параметров скважин и пластов на основе анализа дебитов и давлений.

Вот список наиболее популярных:

1. Анализ продуктивности
2. Анализ переходных процессов давления
3. Анализ переходных процессов дебитов
4. Классическое межскважинное гидропрослушивание
5. Фильтрационные волны давления (ФВД)

1. Анализ продуктивности

Анализ продуктивности это простейшая форма анализа, осуществляемая на основе расчетных формул

$$J = \frac{q_t B}{P_e - P_{wf}}, \quad (1)$$

$$q_t B = q_w B_w + q_o B_o + (q_g - q_o R_s) B_g, \quad (2)$$

где

P_{wf} –	забойное давление,
P_e –	текущее давление на контуре питания,
$q_t B$ –	тотальный суточный дебит скважины в пластовых условиях,
q_w, q_o, q_g –	суточные дебиты воды, нефти и газа в поверхностных условиях,
B_w, B_o, B_g –	объемные коэффициенты воды, нефти и газа, рассчитанные при P_{wf} ,
R_s –	газовый фактор, рассчитанный при P_{wf} .

В случае недостатка газа на устье $q_g < q_o R_s$ третье слагаемое в правой части формулы (2) просто обнуляется.

На практике, в формуле (1) вместо тотального дебита в пластовых условиях $q_t B$, как правило используют дебит воды, нефти или газа в поверхностных условиях. Это сильно мешает количественному анализу и формула (1) является предпочтительней.

В случае стационарного и псевдо-стационарного режимов работы скважины с постоянным дебитом и депрессией продуктивность J не меняется со временем и дается следующим выражением:

$$J = \frac{2\pi\sigma}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \varepsilon + S}, \quad (3)$$

где



- σ – гидропроводность пласта,
- r_e – радиус контура питания,
- r_w – радиус скважины,
- S – скин-фактор,
- ε – равен 0, для случая с постоянным давлением на контуре питания (*SS*)
и равен 0.75, для случая с нулевым протеканием на контуре питания (*PSS*).

Несмотря на то, что в нестационарном режиме продуктивность меняется во времени, формула (3) продолжает “подсказывать” какие именно параметры влияют на значение продуктивности и потому имеет полезное методическое значение.

Гидропроводность пласта, дается следующей формулой

$$\sigma = \left\langle \frac{k}{\mu} \right\rangle h, \quad (4)$$

где h – эффективная толщина пласта, а $\left\langle \frac{k}{\mu} \right\rangle$ – проводимость пласта.

В простых случаях (когда диффузия давления протекает в линейном режиме) проводимость пласта можно рассчитать по приближенной формуле Перрина

	$\left\langle \frac{k}{\mu} \right\rangle = k_{abs} \left[\frac{k_{rw}(s_w, s_g)}{\mu_w} + \frac{k_{ro}(s_w, s_g)}{\mu_o} + \frac{k_{rg}(s_w, s_g)}{\mu_g} \right],$	(4)
--	---	-----

где

- k_{abs} – абсолютная проницаемость коллектора,
- k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} – относительные проницаемости по воде, нефти и газу,
- μ_w, μ_o, μ_g – вязкость воды, нефти и газа,
- s_w, s_g – текущая насыщенность коллектора водой и газом.

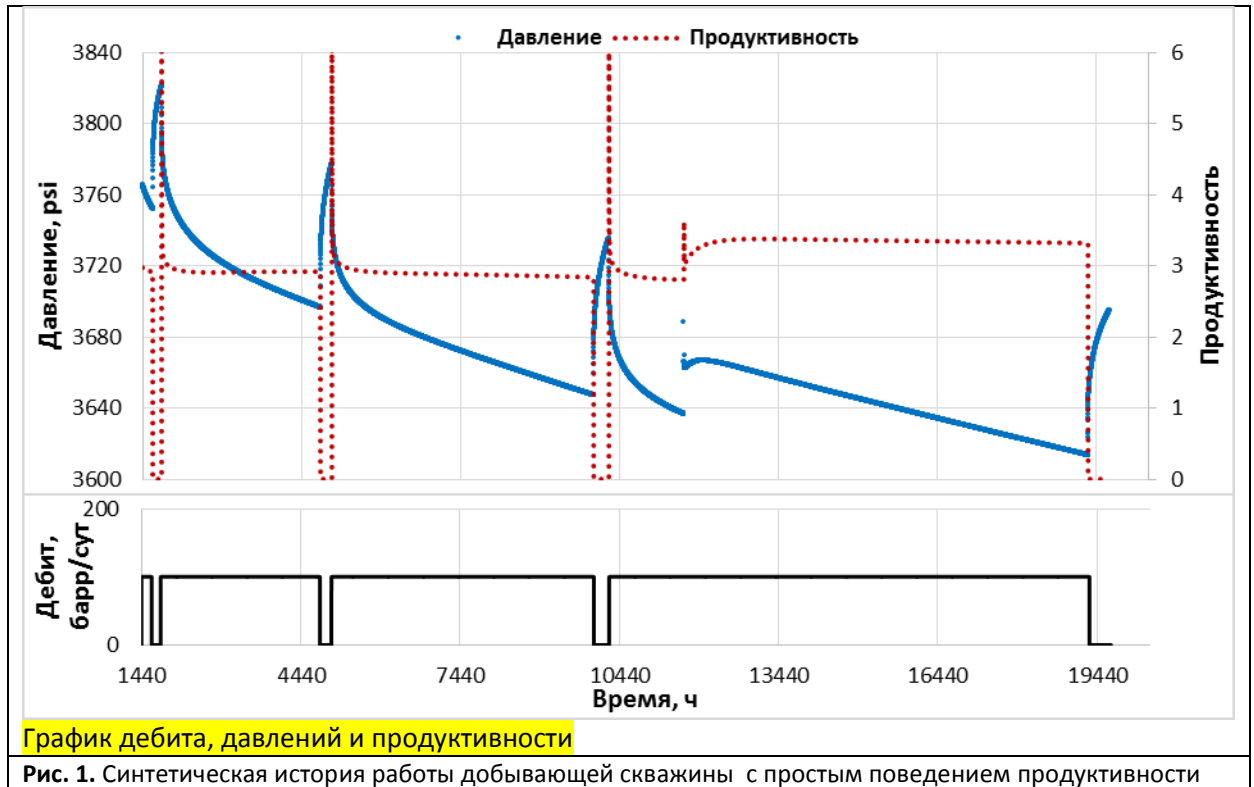
Несмотря на то, что приближение Перрина не всегда работает оно, тем не менее, дает правильное представление от чего именно и в какой степени зависит проводимость пласта и имеет полезное методическое значение.

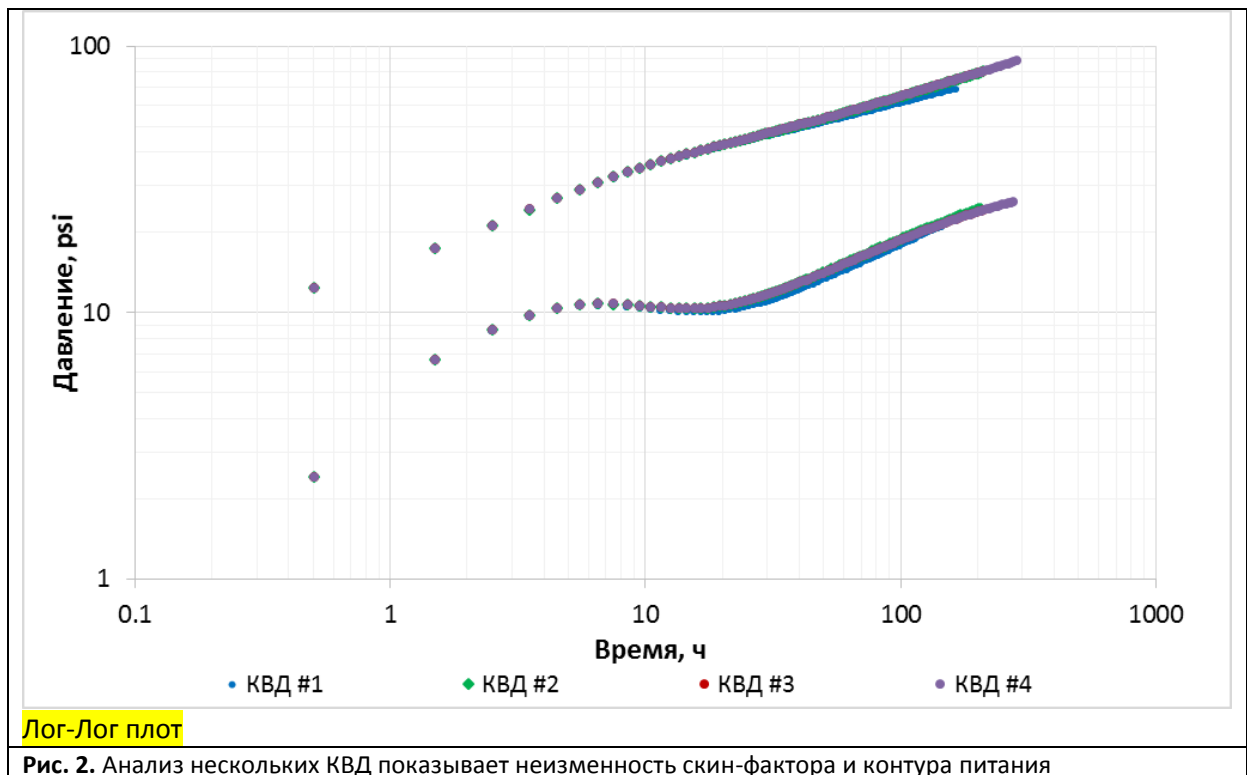
На рисунке Рис. 1 представлен простой пример записи истории рейтов и давлений добывающей скважины в процессе разработки месторождения нефти. Пример является синтетическим, то есть основан на компьютерной модели. Простота примера заключается в том, что

- длительные остановки показывают, что пластовое давление практически не падает, что позволяет правильно рассчитать продуктивность по формуле (1),
- анализ КВД показывает, что скин-фактор со временем не меняется (Рис. 2)
- схема расположения и работы окружающих скважин формирует неизменный во времени контур питания (Рис. 2)



В результате, продуктивность в стационарном режиме (на поздних временах после смены рейта) дает четко-выраженные горизонтальные участки, по которым можно определить гидропроводность, а также увидеть ее скачок в июле 2012 года, вызванный коммуникацией с посторонним пластом.

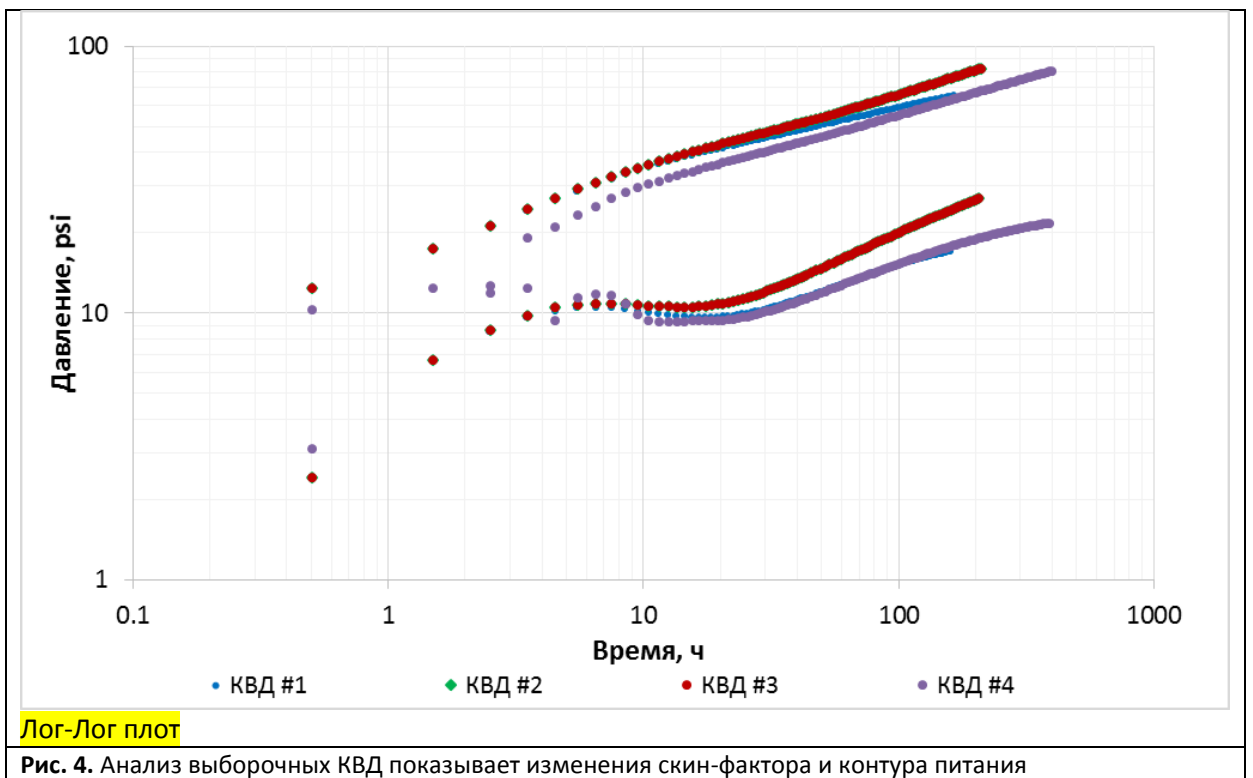
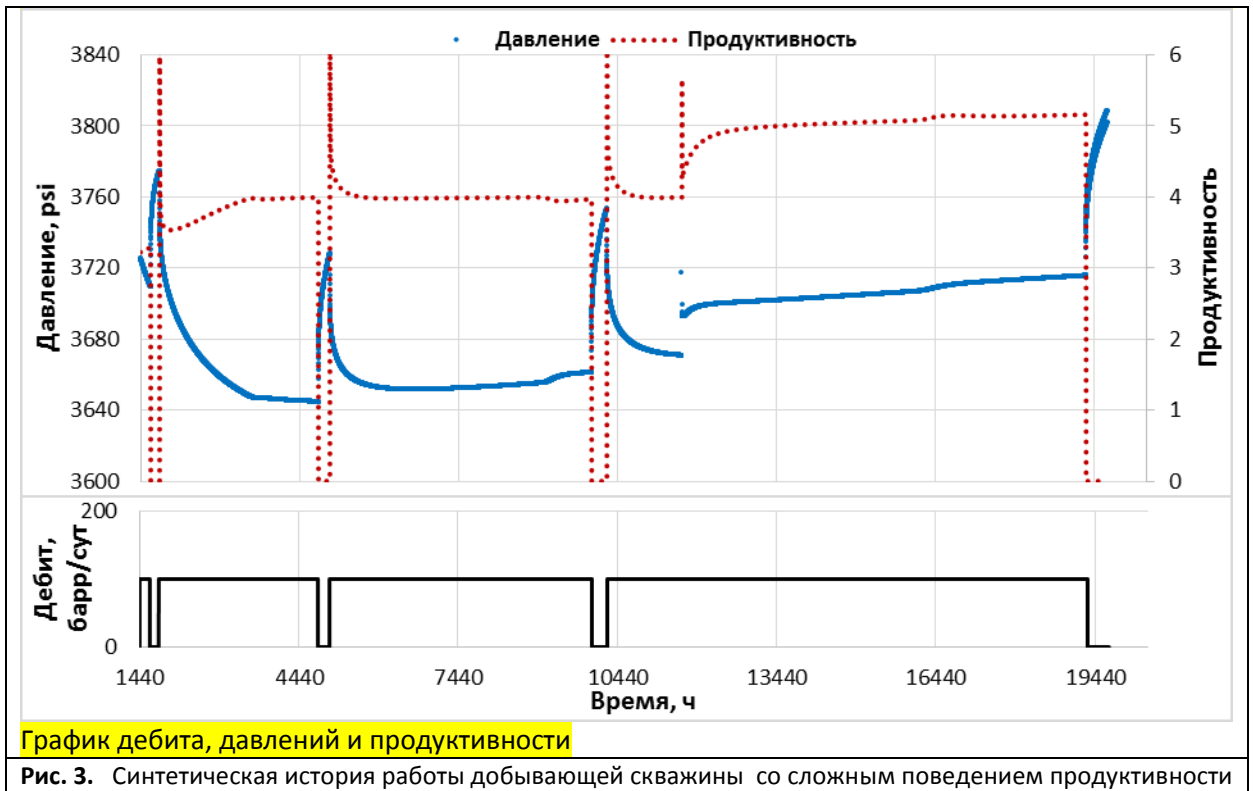




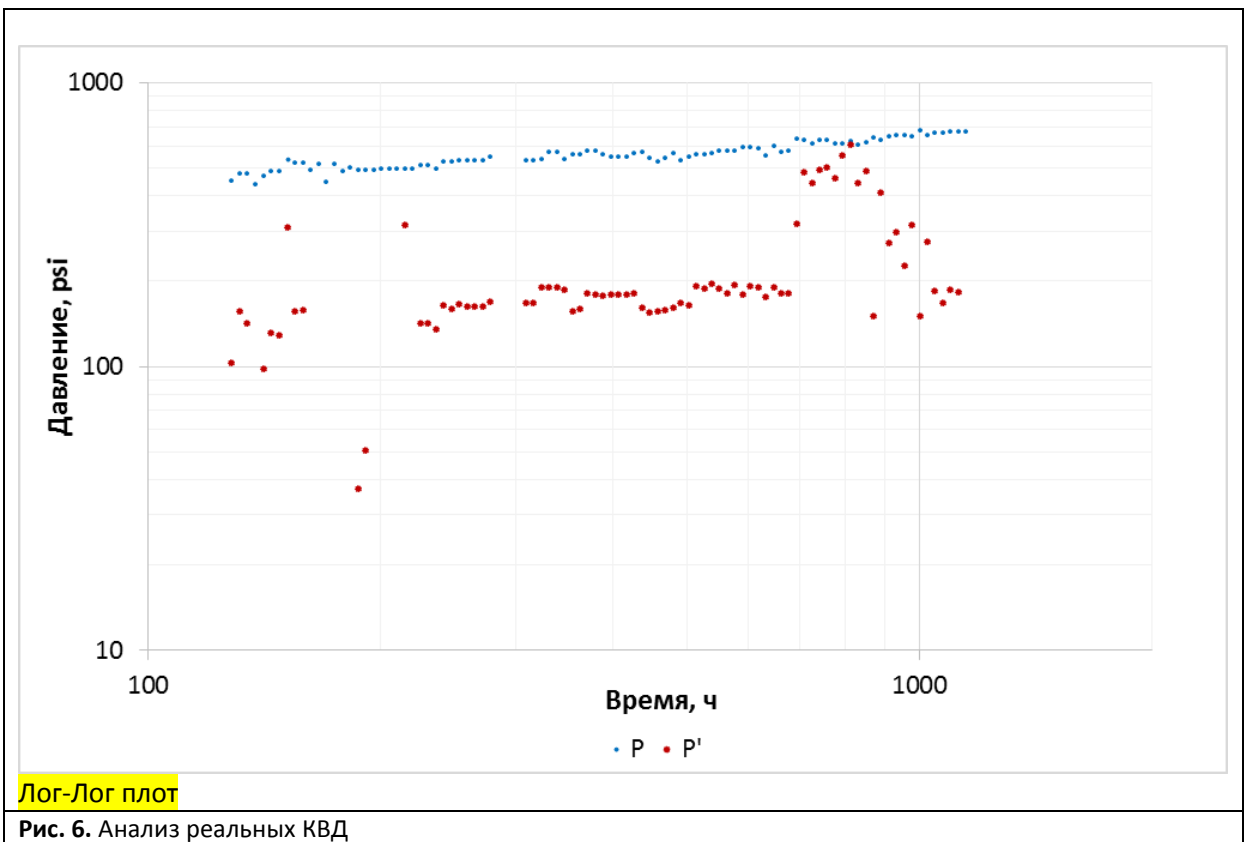
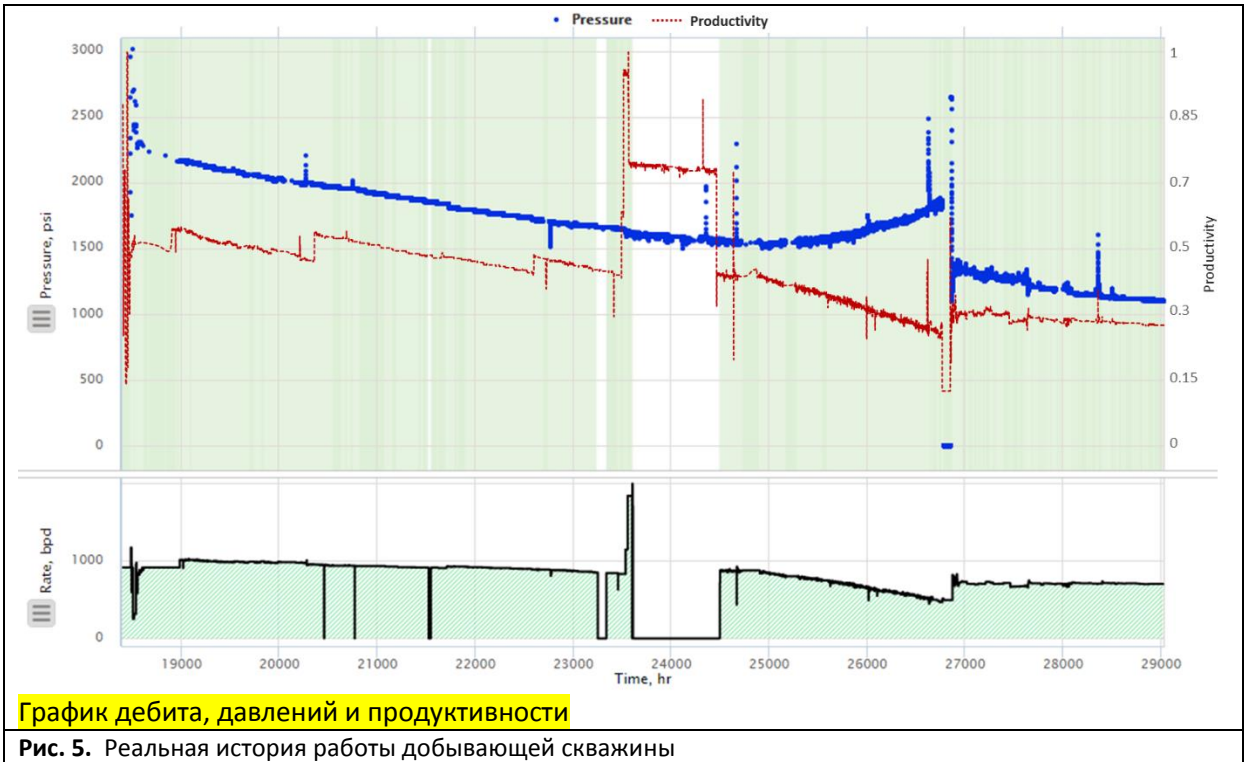
На Рис. 3 представлен сложный случай, где

- пластовое давление менялось, в связи с подключением и отключением окружающих нагнетательных скважин
- контур питания менялся, по той же причине (Рис. 4)
- скин-фактор непрерывно возрастал в процессе кольматации (Рис. 4)

В результате, график продуктивности сильно нестационарен и определить значение гидропроводности пласта или хотя бы различить коммуникацию (которая в этом случае присутствует в октябре 2013 года) не представляется возможным.



На Рис. 5 представлено несколько примеров реальных историй,



Как видно, на практике анализ продуктивности сильно затруднен, в силу его сложной природы, высокой зашумленности данных и большой волатильности данных для его расчета и интерпретации. Зачастую его поведение не дает ясной картины даже на качественном уровне, например, для выявления моментов времени, когда скважина подключается к паразитному пласту.



3. Анализ переходных процессов давления (РТА)

Анализ переходных процессов давления (РТА = *Pressure Transient Analysis*) производится над откликом забойного давления в скважине на изменение ее дебита. Если давление возрастает (например, после остановки добывающей скважины, либо после запуска в работу нагнетательной скважины), то РТА также называется Кривой Восстановления Давления (КВД), если же давление в стволе падает (например, после остановки нагнетательной скважины, либо после запуска в работу добывающей скважины), то РТА также называется Кривой Падения Давления (КПД).

Такого рода анализ возможен, когда забойное давление является достаточно высоким, а **противодавление в линии сбора достаточно низким**, что в сумме не мешает насосу работать с постоянным дебитом. Если же снижение забойного давления искусственно ограничено, а пластовое давление на контуре питания не поддерживается, то КПД насоса начнет падать и дебит скважины начнет планомерно снижаться вплоть до полного останова. Учитывая, что снижение отборов приведет к замедлению падения пластового давления, этот период может занимать значительное время и методы анализа такого режима описаны в следующем параграфе.

В отличие от анализа продуктивностей, РТА позволяет определить скин-фактор скважины и гидропроводность пласта независимо друг от друга. Помимо этого РТА также позволяет оценить текущее пластовое давление без длительного останова скважины.

В процессе анализа РТА определяются следующие параметры скважины и пласта:

- пластовое давление на контуре питания
- влияние ствола скважины
- скин-фактор (качество связи скважины с пластом и изменение проницаемости призабойной зоны)
- наличие и гидравлической трещины (тип и полудлина трещины)
- наличие и параметры двойной пористости
- наличие и параметры композитных зон (удаление и гидропроводность композитных зон)
- тип и удаление границы

Главным преимуществом РТА по сравнению с анализом продуктивности является возможность независимого определения скин-фактора, контура питания и гидропроводности пласта.

Главными недостатками этого метода являются

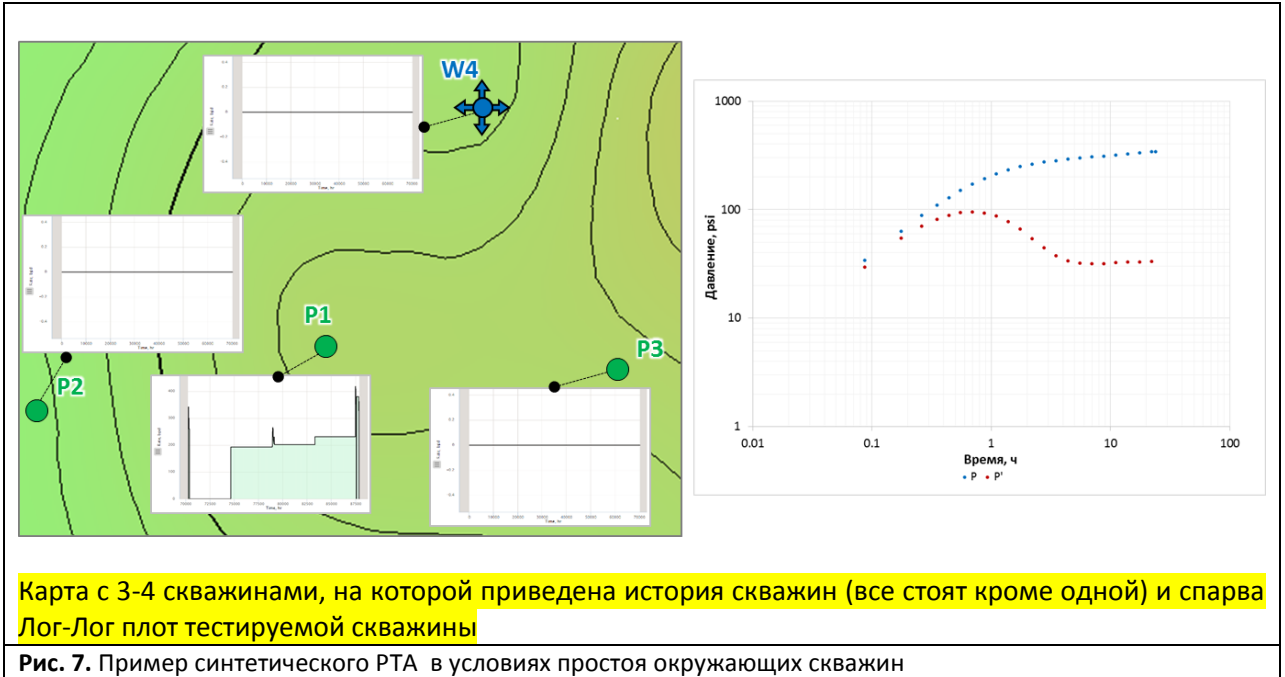
- сильная зависимость результатов от интерференции с соседними скважинами, что ограничивает исследование короткими временами
- предварительное знание предыстории теста и точных значений дебитов во время теста

и как следствие

- неверная оценка гидропроводности
- отсутствие возможности выявить факты коммуникации скважины с паразитными пластами
- отсутствие возможности оценки геометрии залежи в зоне интерференции с соседями.

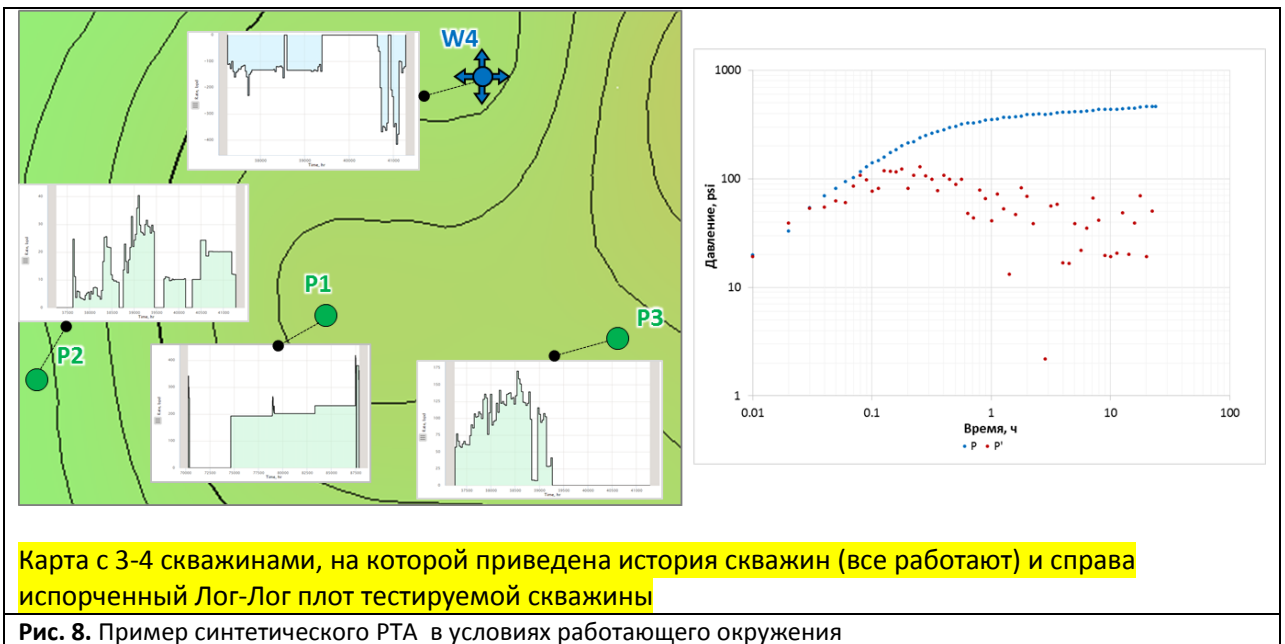


На Рис. 7 представлена схема проведения РТА и типичный отклик давления на тестируемой скважине P1, в условиях простоя соседних скважин.



На этом графике видно, что отклик на тестируемой скважине P1 имеет библиотечный вид, соответствующий режиму частично ограниченной диффузии, сформированной разломами.

На Рис. 8 представлен РТА на той же скважине, но при работающих соседних скважинах.





На этом графике видно, что отклик на тестируемой скважине P1 сильно искажен на средних и поздних временах влиянием соседних скважин и логарифмическая производная в разные времена времени имеет разные библиотечные типы. По-сути, тест частично испорчен и анализ диффузии должен быть ограничен временем выхода на полку бесконечно-действующего радиального потока (БДРП), в случае, если влияние соседних скважин не искажает отклик на более ранних временах. Рис. 8 показывает, что на скв. P1 это удастся сделать, так как влияние соседей сказывается после выхода на полку БДРП. По-сути испорченным оказывается только анализ границ. А вот на скв. P2 влияние соседей оказалось более катастрофичным и испортило отклик на более ранних временах, когда диффузия еще не вышла на режим БДРП. В таком случае по РТА не удастся определить ни скин-фактор, ни гидропроводность (см. Табл. 1).

Табл. 1. Сравнение истинных значений и результатов интерпретации РТА

	Величина	Аббр.	Истинное	Интрпр. РТА
1		Pi		
2		S		
3		sgm		



4. Анализ переходных процессов дебитов (RTA)

Анализ переходных процессов давления (*RTA = Rate Transient Analysis*) производится над откликом дебита скважины на изменение ее забойного давления.

Главным преимуществом RTA над РТА является тот факт, что на практике RTA осуществляется на более длительном отрезке времени.

В результате анализа RTA определяются те же самые параметры скважины и пласта, что и в РТА:

- оценить влияние ствола скважины
- оценить скин-фактор
- увидеть наличие двойной пористости,
- увидеть наличие композитных зон (контрастное изменение гидропроводности по мере удаления от скважины)
- определить тип и удаление границы

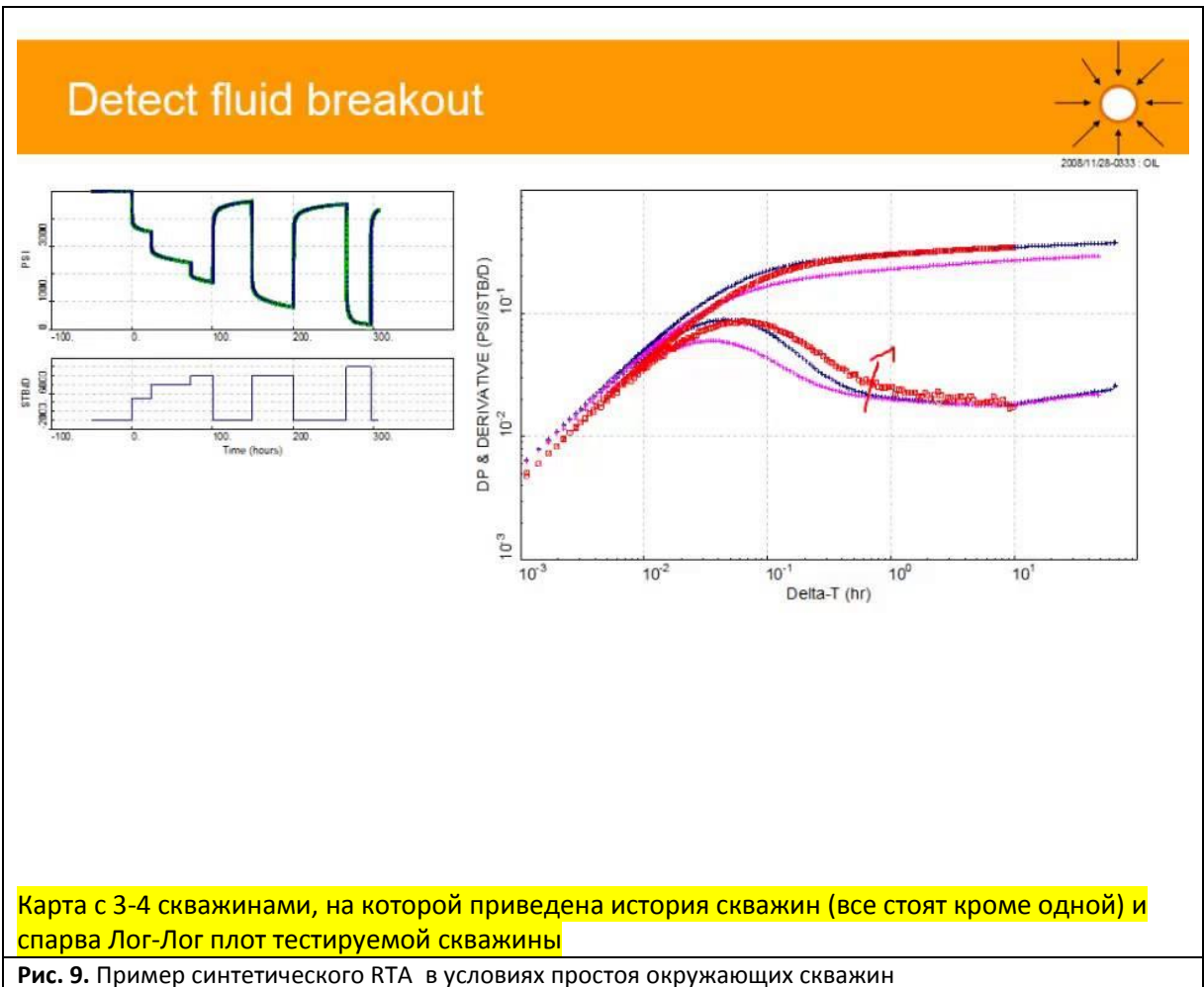
Главными недостатками этого метода как и в случае с РТА являются

- сильная зависимость результатов от интерференции с соседними скважинами, что ограничивает исследование короткими временами
- предварительное знание предыстории теста и точных значений дебитов во время теста

и как следствие

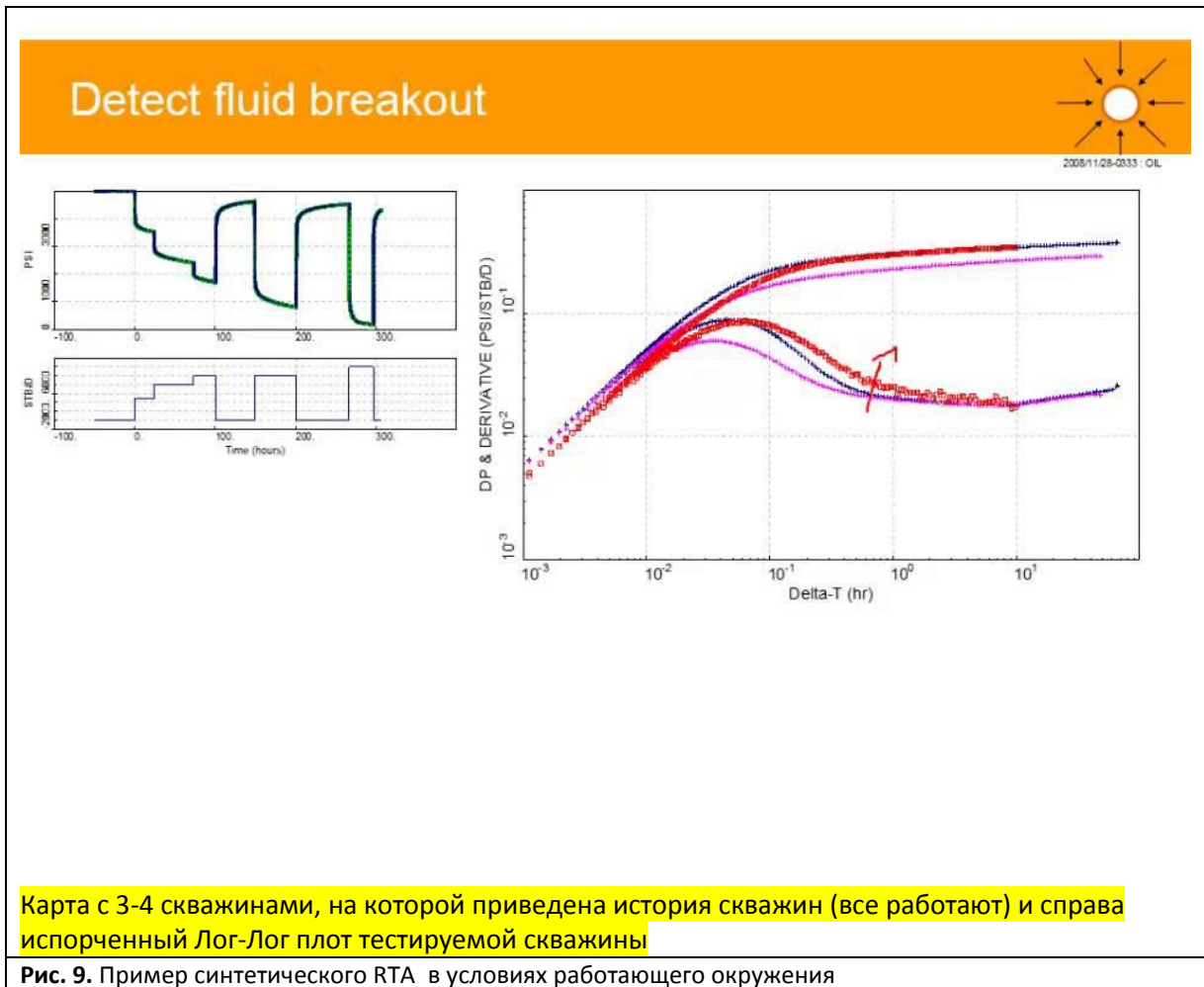
- неверная оценка гидропроводности
- отсутствие возможности выявить факты коммуникации скважины с паразитными пластами
- отсутствие возможности оценки геометрии залежи в зоне интерференции с соседями.

На Рис. 9 представлена схема проведения RTA и типичный отклик дебита на тестируемой скважине P1, в условиях простоя соседних скважин.



На этом графике видно, что отклик на тестируемой скважине P1 имеет библиотечный вид, соответствующий режиму частично ограниченной диффузии, сформированной разломами.

На Рис. 10 представлен RTA на той же скважине, но при работающих соседних скважинах.



На этом графике видно, что отклик на тестируемой скважине P1 сильно искажен на средних и поздних временах влиянием соседних скважин и логарифмическая производная в разные времена времени имеет разные библиотечные типы. По-сути, тест частично испорчен и анализ диффузии должен быть ограничен временем выхода на полку бесконечно-действующего радиального потока (БДРП), в случае, если влияние соседних скважин не искажает отклик на более ранних временах. Рис. 9 показывает, что на скв. P1 это удастся сделать, так как влияние соседей сказывается после выхода на полку БДРП. По-сути испорченным оказывается только анализ границ. А вот на скв. P2 влияние соседей оказалось более катастрофичным и испортило отклик на более ранних временах, когда диффузия еще не вышла на режим БДРП. В таком случае по RTA не удастся определить ни скин-фактор, ни гидропроводность (см. Табл. 2).

Табл. 2. Сравнение истинных значений и результатов интерпретации RTA

	Величина	Аббр.	Истинное	Интрпр. RTA
1		Pi		
2		S		
3		sgm		



5. Классическое межскважинное гидропрослушивание

Традиционный метод межскважинного гидропрослушивания основан на ступенчатом возмущении дебита одной скважины (путем пуска или останова) и моделировании отклика давления в соседней скважине.

По итогам исследования оценивают следующие параметры:

- гидропроводность межскважинного интервала
- пьезопроводность межскважинного интервала

а в случае, если регистрировалось давление и на возмущающей скважине, то

- скин-фактор возмущающей скважины.

У ЭТОГО МЕТОДА ЕСТЬ СЕРЬЕЗНЫЕ НЕДОСТАТКИ, В ЧАСТНОСТИ:

1. гидропроводность и пьезопроводность определяются для межскважинного интервала, в предположении, что пласт однороден во всей области исследования, что очень редко выполняется на практике
2. во всей области исследования на протяжении всего времени исследования должны отсутствовать изменения в режиме работы окружающих скважин, что почти никогда не выполняется на практике
3. реагирующая скважина должна быть остановлена на длительный срок, что негативно влияет на планы добычи, либо является технологически нецелесообразным
4. малая величина отклика зачастую не позволяет применять традиционное гидропрослушивание на низкопроницаемых коллекторах и газовых скважинах

Из-за вышеуказанных недостатков в большинстве практических случаев данные традиционного гидропрослушивания сводятся к качественной оценке наличия/отсутствия связи между скважинами и интерпретации КВД/КПД на отдельных интервалах времени возмущающей скважины, что далеко не исчерпывает потенциала метода, в частности теоретической способности выйти на аккуратные численные оценки параметров пласта в межскважинном интервале.



5. Фильтрационные волны давления (ФВД)

С некоторыми из вышеприведенных недостатков можно побороться с помощью метода фильтрационных волн давления (ФВД), которые являются модификацией классического метода ступенчатого гидропрослушивания. В этом случае, на возмущающей скважине меняют режим работы периодически (как правило, чередуя пуск и останов скважины), задавая порядка 3 – 5 циклов и используют приближенные аналитические оценки скин-фактора, гидропроводности и пьезопроводности. Однако на практике очень редко когда удается выдержать циклирование с высокой точностью и в итоге аналитические методы не дают аккуратных оценок и требуется переход на численные методы интерпретации ФВД. Помимо этого, на практике даже кратковременный останов скважин зачастую является технически нецелесообразным.

Как видно, целый набор осложнений, постоянно возникающих на практике, резко ограничивает область применимости гидропрослушивания, в том числе и методом ФВД.

Как следствие, во всем мире объемы коротких исследований на переходных режимах (КВД/КПД) несопоставимо больше объемов исследований гидропрослушиванием и не отражает реальную потребность индустрии в динамическом межскважинном анализе.

В БОЛЬШИНСТВЕ ПРАКТИЧЕСКИХ СЛУЧАЕВ ДАННЫЕ ТРАДИЦИОННОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ СВОДЯТСЯ К ДВУМ ПУНКТАМ:

- 1) Бинарная оценка наличия/отсутствия связи между скважинами
- 2) Интерпретация КВД на отдельных интервалах времени возмущающей скважине

В итоге, во всем мире объемы коротких исследований на переходных режимах (КВД/КПД) несопоставимо больше объемов исследований гидропрослушиваний и не отражает реальную потребность индустрии.

ИКГ представляет собой комплексное решение задачи межскважинного гидропрослушивания и претендует на существенное расширение применимости гидропрослушивания на практике.

5. Фильтрационные волны давления (ФВД)

С некоторыми из

ПУБЛИКАЦИИ

1. ... SPE-175550-MS Assessing Dynamic Macroscopic Permeability through Pressure and Noise Analysis, Arthur Aslanyan. Irina Aslanyan. TGT Oil and Gas Services; Rushaniya Farakhova. Sofoil LLC

2. ... SPE-181555-MS-2016 Application of Multi-Well Pressure Pulse-Code Testing for 3D Model Calibration, Arthur Aslanyan, Irina Aslanyan, TGT Oil and Gas Services; Rushaniya Farakhova, Sofoil, 2016

3. SPE «Исследования методом Фильтрационные Волны Давления на офшорном месторождении». Р.Р. Фарахова. Софойл. конференция Сиам-2015



✓ Импульсно-Кодовое Гидропрослушивание

Основная идея ИКГ заключается в задании на возмущающих скважинах сложных кодов относительно высокой частоты. Это приводит к очень слабым откликам на соседних скважинах, однако если эти отклики лежат выше порога чувствительности кварцевых датчиков, то они могут быть декодированы современными математическими средствами. С помощью ИКГ можно прозванивать целые группы скважин, задавая при этом сложные коды на каждой скважине таким образом, что каждая скважина некоторое время исследования будет являться реагирующей, а некоторое время возмущающей.

И хотя длительность исследования каждого интервала высокая (недели или даже месяцы) из-за параллельного сканирования всех интервалов общая длительность исследования для всей группы остается прежней и в контексте анализа разработки является вполне приемлемой.

Таким образом, современные высокоточные манометры, современные методы математической обработки и мульти-ядерная вычислительная техника позволяют сканировать целые участки и даже целиком месторождения с количественной интерпретацией результатов, причем даже на низкопроницаемых пластах.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

По итогам ИКГ выдается заключение на:

- гидропроводность в районе каждой скважины
- пьезопроводность в районе каждой скважины
- скин-фактор каждой возмущающей скважины.

Высокая чувствительность и методологическая основа ИКГ позволяют расширить область межскважинного гидропрослушивания на

- многоскважинные участки с работающим фондом
- участки месторождений, с подозрением на не выявленные коммуникации, в том числе коммуникациями в межскважинном интервале
- низкопроницаемые нефтяные коллектора
- месторождения высоковязкой нефти
- газовые и газоконденсатные месторождения
- подземные хранилища газа
- участки, где проведение исследований ограничено во времени (морские платформы и другие труднодоступные места).

• Анализ динамики гидродинамических параметров пластов в процессе разработки

Мониторинг ИКГ позволяет определить текущие параметры пласта (пьезопроводность и гидропроводность) на протяжении всей истории разработки. Сравнительный анализ базовых и замеренных значений позволяет выявить нарушения, такие как:

- Непродуктивная закачка
- Добыча воды по заколонному пространству
- Отключение низкопроницаемых пропластков
- Площадное отключение низкопроницаемых пропластков
- Потеря жидкости в межскважинном интервале.

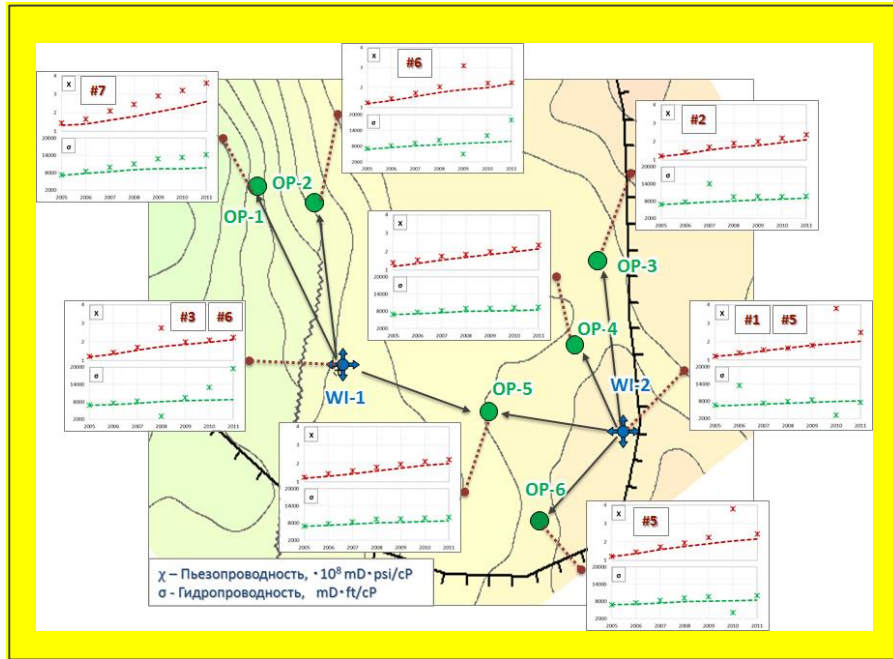


Рис. 1. Карты месторождения с параметрами, определяемыми по ИКГ

• Анализ взаимного влияния скважин

Исследование методом ИКГ проводится для оценки гидродинамической связи, анизотропии в пласте, установление взаимовлияния скважин для оптимизации системы поддержания пластового давления.

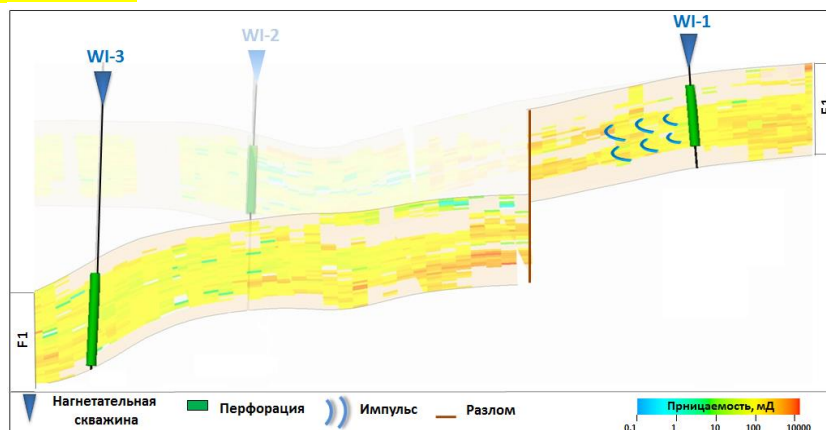


Рис. 2. 2Д разрез с геологическим разломом

- Анализ влияния трещин на передачу давления и продвижения фронта воды

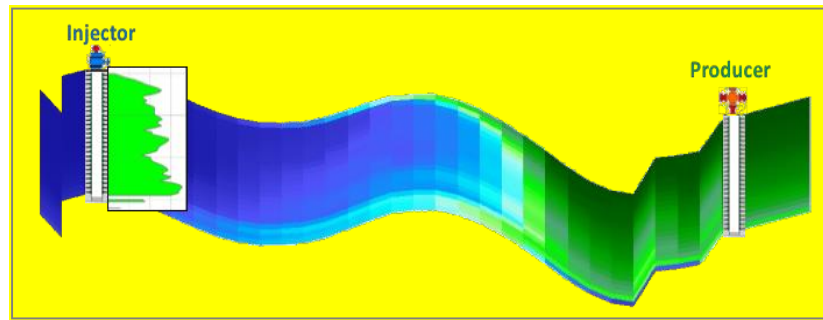


Рис. 3. 2Д разрез текущей водонасыщенности

- Анализ состояния подвески скважины и ее связи с пластом – определение Скин-фактора

Рис. 4. Загрязнение призабойной зоны пласта

- Калибровка геологической модели по проницаемости:

Рис. 5. Карта и разрез по проницаемости до и после калибровки модели

