

## ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.279.23

EDN: NNCGYT

# Особенности проявления изменений структуры трещиноватости при повторных гидродинамических исследованиях после гидроразрыва пласта на примере сложнопостроенных коллекторов березовской свиты

Т.А. Абрамов<sup>1</sup>, И.М. Индрupский<sup>2</sup>, А.О. Гордеев<sup>1</sup>, А.Ш. Аккерман<sup>1</sup>✉, А.Н. Киселев<sup>1</sup>

1 – ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

**Аннотация.** Актуальность. Особенности интерпретации гидродинамических исследований в трещиноватых коллекторах березовской свиты, характеризующихся большим разнообразием откликов, включая нетипичную реакцию на проведение гидроразрыва пласта, создают необходимость в детализированном подходе к интерпретации и применению сравнительного анализа повторных кривых восстановления давления для оценки параметров в динамике. Цель работы. Выявление особенностей изменения структуры трещиноватой зоны для коллекторов березовской свиты и обоснование возможности контроля их динамики по данным повторных гидродинамических исследований. Материалы и методы. Гидродинамические методы исследования скважин: анализ и интерпретация фактических данных записи кривой восстановления давления в модуле Saphir программного комплекса Kappa Workstation. Результаты. Анализ гидродинамических исследований наклонно-направленных скважин после гидроразрыва пласта выявил три характерных типа откликов: с наличием классических признаков линейного течения, с участком отрицательного наклона графика производной давления и с волнообразной формой графика производной, каждый из которых обусловлен различными особенностями изменения структуры зоны естественной трещиноватости после воздействия. При анализе результатов повторных гидродинамических исследований горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта предложено использовать изменение параметра инварианта линейного течения для оценки на качественном уровне интегральной эффективности работы системы естественных и техногенных трещин. Выводы. Результаты исследований трещиноватых коллекторов березовской свиты показали, что после гидроразрыва пласта может происходить повышение проницаемости в зоне дренирования радиусом порядка 100 м, связанное с раскрытием имевшихся, но залеченных естественных трещин. Также выявлено «дыхание» трещин при остановках и запусках скважин, что указывает на их динамическую реакцию на изменение давления. Анализ динамики изменения инварианта линейного течения позволил выявить признаки проявления эффекта дополнительного раскрытия естественных трещин, аналогичного механизму циклического геомеханического воздействия.

---

✉ Аккерман Анель Шалхаровна, ASh\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

© Абрамов Т.А., Индрupский И.М., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Киселев А.Н., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования скважин, трещиноватый коллектор, березовская свита, гидравлический разрыв пласта, кривая восстановления давления, производная давления

**Финансирование:** И.М. Индрупский выполнял работу в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1), для остальных соавторов источники финансирования отсутствовали.

**Для цитирования:** Абрамов Т.А., Индрупский И.М., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Киселев А.Н. Особенности проявления изменений структуры трещиноватости при повторных гидродинамических исследованиях после гидроразрыва пласта на примере сложнопостроенных коллекторов березовской свиты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 482–503. EDN: NNCGYT

## Введение

В работе [1] приведен краткий обзор публикаций, посвященных особенностям гидродинамических исследований (ГДИ) на трещиноватых коллекторах. Согласно данным публикациям, классический отклик на работу порово-трещинной среды достаточно редко встречается на практике при замере кривых восстановления давления (КВД). Данный факт в первую очередь обусловлен тем, что трещины на масштабе фильтрации при ГДИ, как правило, не формируют сплошную среду, а проявляют дискретный характер. Наличие развитой сети дискретных трещин обуславливает сложную конфигурацию течений, которые в свою очередь проявляются в виде разнообразия откликов на диагностических графиках производных КВД. Разнообразие откликов может отображаться в виде формирования прямолинейных участков производной давления как с «типовыми» наклонами (тангенсами угла наклона)  $i = 1/2, 1/4, 1, -1/2$ , так и с нестандартными наклонами  $i = 1/5; 1/3; 2/3; -1$  и др., а также в виде образования максимумов и минимумов производной различной амплитуды.

В работе [2] формирование тех или иных откликов связывается с комбинацией семи геологических и геометрических факторов, описывающих заданную систему трещин:

1. Наличие вертикальных трещин (включая трещины гидроразрыва);
2. Наличие трещин с углом наклона от  $0^\circ$  до  $90^\circ$ ;
3. Наличие трещин в непосредственной близости от ствола скважины;
4. Значение проводимости трещин, которая может находиться в диапазоне от бесконечной до стремящейся к нулю;
5. Размер трещин и их распределение;
6. Наличие низкопроницаемой или непроницаемой матрицы;
7. Загрязнение трещин буровым раствором и другими технологическими жидкостями

Такие особенности работы трещин требуют особого подхода к анализу данных КВД, а именно детализации откликов с поиском соответствующих аналогов и/или моделированием системы с использованием DFN-моделей (от англ. discrete fracture network – система дискретных трещин). В частности, подобная работа важна при анализе результатов геолого-технологических мероприятий (ГТМ), после которых возможно изменение трещинной структуры. Соответствующий подход представлен в работе [1] на примере анализа данных ГДИ, производимых на различных этапах циклического геомеханического воздействия (ЦГВ).

В настоящей статье представлена реализация аналогичного подхода при анализе ГДИ, выполненных на трещиноватом опоковидном коллекторе после гидравлического разрыва пласта (ГРП), по результатам которого в работах [3, 4] отмечалось разнообразие откликов давления вместо ожидаемого проявления работы вертикальной трещины гидроразрыва.

Целью работы является выявление особенностей изменения структуры трещиноватой зоны для коллекторов березовской свиты и обоснование возможности контроля их динамики по данным повторных ГДИ.

### **Материалы и методы**

В работе исследовались трещиноватые коллекторы березовской свиты, использовались гидродинамические методы исследования скважин: анализ и интерпретация фактических данных записи КВД в модуле Saphir программного комплекса Kappa Workstation.

### **Результаты и обсуждение**

#### **Анализ результатов повторных КВД на наклонно-направленных скважинах до и после ГРП**

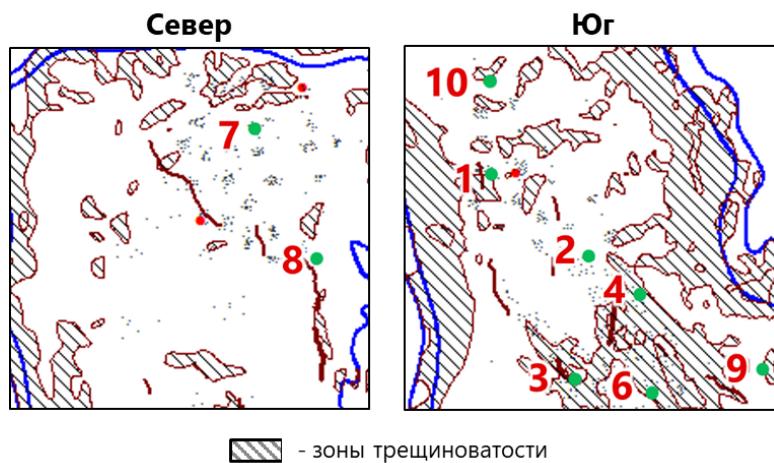
В работе [1] на примере анализа завершающего этапа ЦГВ с закачкой дегазированной нефти было показано, что воздействие на трещиноватые пластины интенсивным нагнетанием жидкости не всегда приводит к формированию одиночной вертикальной трещины гидроразрыва. Вместо этого может происходить инициация мелких трещин, что находит отражение в интегральной проницаемости системы. При этом для указанного случая ЦГВ стоит заметить, что закачка жидкости

производилась без закрепления созданных трещин пропантом. Поэтому возможно изменение конфигурации системы трещин после последующей отработки скважины по сравнению с состоянием непосредственно после закачки. Тем не менее, схожие особенности наблюдались и по результатам пропантного гидроразрыва при исследованиях скважин на трещиноватом коллекторе пласта НБ1 березовской свиты [3].

Трещиноватость пластов березовской свиты обусловлена их хрупкостью, связанной с опоковидным строением. Вследствие этого распределение трещин по залежи является неоднородным и, в основном, приурочено к зонам высокой тектонической активности. При этом отмечается наличие как открытых трещин, так и трещин, залеченных вторичными минералами. Также, несмотря на высокие значения общей пористости, эффективная пористость данных пластов характеризуется крайне низкими величинами, что обуславливает низкую проницаемость. Необходимо отметить и высокую заглинизованность данных пластов.

Рассмотрим результаты исследований повторных КВД на скважинах наклонно-направленного профиля, где были проведены испытания до и после ГРП на пласте НБ1. На рис. 1 показан фрагмент залежи пласта НБ1 с расположением исследованных скважин и зонами естественных трещин.

Результаты замеров КВД, выполненных после ГРП, показали упомянутое выше разнообразие по проявившимся откликам, что было оценено как косвенное отражение трещиноватой природы пласта.



**Рис. 1.** Фрагмент залежи пласта НБ1 с расположением транзитных скважин (1–10) и зонами естественной трещиноватости

**Fig. 1.** Fragment of the NB1 reservoir deposit with the location of transit wells (1–10) and the zones of natural fracturing

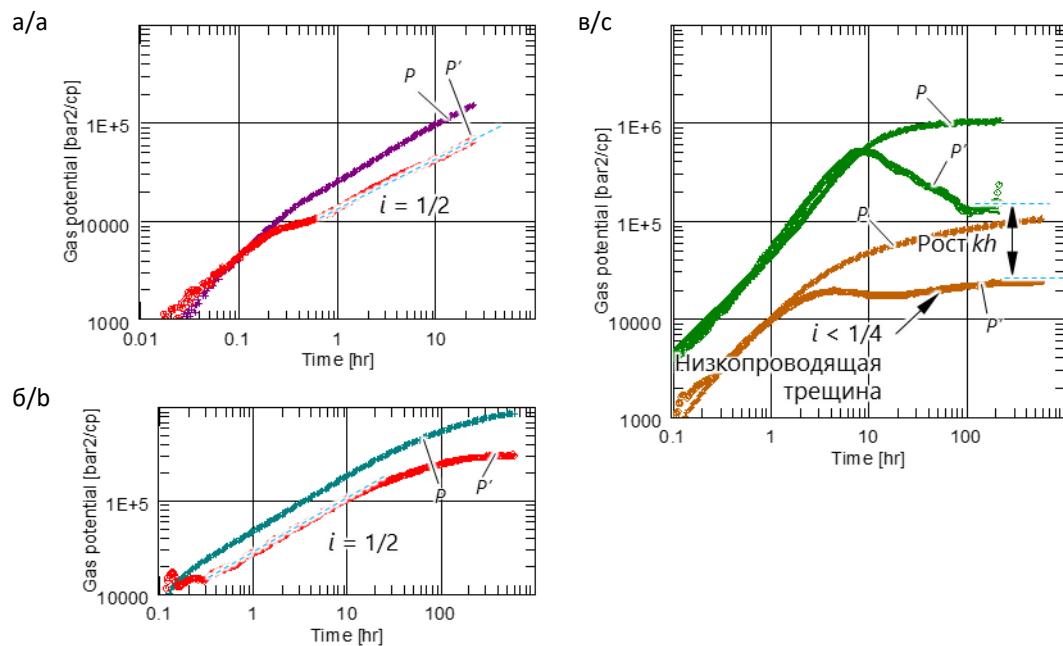
Вместе с тем, полученные отклики можно разделить на три характерных типа:

1) с ростом производной, свидетельствующим о наличии линейного течения;

2) с отрицательным наклоном производной;

3) с наличием волнообразной формы производной.

На рис. 2 приведены КВД по скважинам с признаками линейного течения.



**Рис. 2.** Диагностические графики КВД по скважинам с признаками работы трещины гидроразрыва:  
а – скв. № 8; б – скв. № 10; в – скв. № 6

**Fig. 2.** Diagnostic plots of PBU for wells with the signs of hydraulic fracturing:  
a – well No. 8; b – well No. 10; c – well No. 6

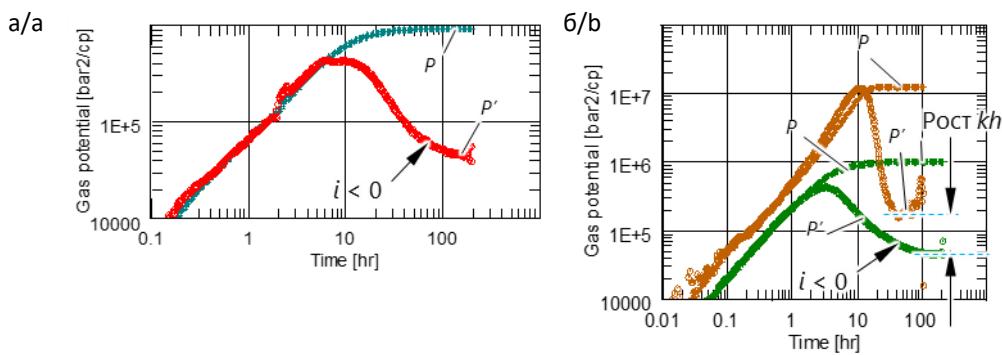
По скв. № 8 и № 10 (см. рис. 2а и 2б) наблюдается наклон  $i = 1/2$ , свидетельствующий о наличии трещины бесконечной проводимости. Для скв. № 6 (см. рис. 2в) наклон участка роста производной в интервале от 30 до 300 ч составляет  $i < 1/4$ , что, как правило, является признаком низкопроводящей трещины. По результатам гидроразрыва все скважины имеют характерный для ГРП отрицательный полный скин-фактор со значением  $S_t < -4$ .

Вместе с тем, несмотря на явную работу трещин, представленные скважины являются одними из наименее продуктивных. Данный факт в первую очередь обусловлен низкой проницаемостью системы, определенной по результатам ГДИ. Имеется взаимосвязь с нахождением этих скважин в зоне с пониженной интенсивностью естественной трещиноватости. С учетом отсутствия явных откликов на работу индивидуальных трещин по остальным скважинам, был сделан вывод о том, что при проведении ГРП низкая интенсивность естественной трещиноватости явилась определяющим условием формирования вертикальных трещин гидроразрыва.

Несмотря на получение характерного отклика на работу вертикальной трещины, поведение КВД для скв. № 8 и № 6 является не совсем типичным. Для первой скважины наблюдается длительно доминирующий линейный режим без признаков выхода на радиальное течение. Верхний порог проницаемости, оцениваемый по конечной точке графика производной, имеет значение 0,02 мД, но отсутствие явных признаков окончания линейного режима указывает на ее существенно более низкую величину. В таком случае наиболее вероятным является сценарий, при котором сформированная трещина (или система явных трещин) является единственной проводящей средой,

а ее наполнение флюидом происходит из плотной, практически не проводящей матрицы, на что также может указывать отсутствие притока газа до проведения гидроразрыва. Для скв. № 6 по результатам ГРП отмечается увеличение  $kh$  в 4 раза. Такое поведение не является характерным для «классических» поровых коллекторов (при условии дренирования одних и тех же толщин до и после ГРП), где сформированная трещина снижает интегральное значение скин-фактора скважины, а проницаемость пласта при этом остается без изменений. При этом, несмотря на большое количество закачанного пропанта – массой 100 т, созданная трещина характеризуется малыми полудлиной  $X_f = 21$  м и проводимостью  $C_f = 30$  мД·м. Стоит отметить, что радиус исследования по скв. № 6 на конец замера оценивается равным 77 м. Отсюда следует вывод, что по результатам гидроразрыва увеличение проницаемости происходит по обширной области дренирования, а не является локальным эффектом, влияющим только на снижение интегрального скин-фактора. Логично предположить, что основной эффект от гидроразрыва связан не с формированием вертикальной трещины, а с инициацией более мелких трещин, не участвовавших в фильтрации до ГРП, что и обусловило увеличение интегральной проницаемости в зоне дренирования.

На рис. 3а и 3б представлены КВД по скв. № 7 и № 9 соответственно, на которых проявился отрицательный наклон производной. В обоих случаях скважины имеют высокий полный скин-фактор  $S_t = 7$ , что не является характерным для результатов гидроразрыва пласта, после которого, как правило, отмечается значение полного скин-фактора в пределах  $S_t = -2 \dots -6$ .



**Рис. 3. Диагностические графики КВД по скважинам с отрицательным наклоном:**  
а – скв. № 7; б – скв. № 9

**Fig. 3. Diagnostic plots of PBU for wells with negative slope:**  
a – well No. 7; b – well No. 9

Тем не менее, результаты ГРП для обеих скважин можно охарактеризовать как успешные. На скважине на рис. 3а был получен приток газа, чего не наблюдалось до гидроразрыва. На скважине на рис. 3б после ГРП произошло увеличение продуктивности, обусловленное идентичным скв. № 6 эффектом увеличения  $kh$  в 4,6 раз и снижением полного скин-фактора, значение которого до ГРП составляло  $S_t = 28$ . Как и в предыдущем случае, рост проницаемости отмечается в пределах всей зоны исследования радиусом около 126 м.

Несмотря на отсутствие явного отклика на работу трещины, по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, выполненного на скв. № 7, на стенке обнаруживалось наличие сформированной вертикальной трещины. По результатам гидроразрыва скв. № 7 и № 9 характеризуются схожей продуктивностью со скважинами с явным откликом на работу трещин ГРП.

Одной из возможных причин отсутствия отклика на работу трещины может являться его маскировка длительным влиянием ствола скважины (ВСС), обусловленным высоким скин-фактором. В свою очередь, высокий механический скин-фактор может быть связан с недостаточной очисткой

скважины от технологических жидкостей. Однако данный довод противоречит полученным результатам по скважинам с явным откликом на работу трещины ГРП, для которых должна была бы проявиться аналогичная проблема. Вместе с тем, модель для скважины с высоким скин-фактором не объясняет наличие участка отрицательного наклона производной для обеих скважин, что все-таки указывает на его геометрическую природу. Также стоит обратить внимание на крайне высокий скин-фактор  $S = 28$  до ГРП на скв. № 9. Как правило, он характерен в условиях ограниченного вскрытия пласта, определяющего возникновение сферического течения, либо при наличии различного рода фильтрационных и гидравлических сопротивлений в стволе скважины. Иными словами, отрицательный наклон производной и высокий положительный скин-фактор для скв. № 7 и № 9 наиболее вероятно связаны с особенностями геометрии потока и обусловлены спецификой конфигурации системы трещин в районе их расположения. При этом стоит повторно обратить внимание, что согласно работе [2] отрицательный наклон  $i = -1/2$  является одним из часто встречаемых при исследовании трещиноватых коллекторов.

В различных условиях возможно формирование бесконечного множества комбинаций представленных ранее семи геологических и геометрических факторов, характеризующих отклик системы трещин согласно работе [2]. Практика показывает, что наиболее успешно задачи по выявлению таких факторов решаются путем комплексирования результатов ГДИ с данными высокоточной сейсмики [4–6]. К сожалению, такие подходы не применимы к рассматриваемому объекту. Во-первых, по причине отсутствия высокоточной сейсмики. Во-вторых, из-за наблюдаемого изменения конфигурации системы трещин после гидроразрыва, которая будет не соответствовать исходной, выявленной по данным сейсморазведки. Это задача также может решаться с привлечением дополнительного микросейсмического мониторинга процесса ГРП, но он при данных работах тоже не выполнялся. Поэтому вновь обратимся к литературным данным.

В работе [2] по данным полуаналитических расчетов и анализа практических примеров было показано, что подобные участки снижения производной зачастую связаны с наличием высокопроницаемых каналов-трещин, не пересекающих скважину и расположенных на некотором расстоянии от нее. При этом в работе [7] отмечается, что присутствие не пересекающей скважину трещины обуславливает высокий механический скин-фактор. Наиболее полное и подходящее полученному поведению объяснение было представлено в работе [8]. В ней отрицательный наклон производной наблюдался в условиях работы скважины в пласте, разбитом на блоки явными трещинами, не пересекающими скважину

напрямую. Данный признак указывает на увеличение интегральной проницаемости системы матрицы и явных трещин. Одновременно с увеличением проницаемости имеет место рост интегрального скин-фактора, значение которого обратно пропорционально проницаемости матрицы. Отсюда полученное после ГРП поведение по скв. № 7 и № 9 наиболее вероятно связано с результатом формирования системы трещин с образованием блочной структуры матрицы. Характерной особенностью гидроразрыва явилось то, что высокопроводящие трещины не пересекли скважину напрямую и имеют гидродинамическую связь со скважиной через систему микротрециноватости.

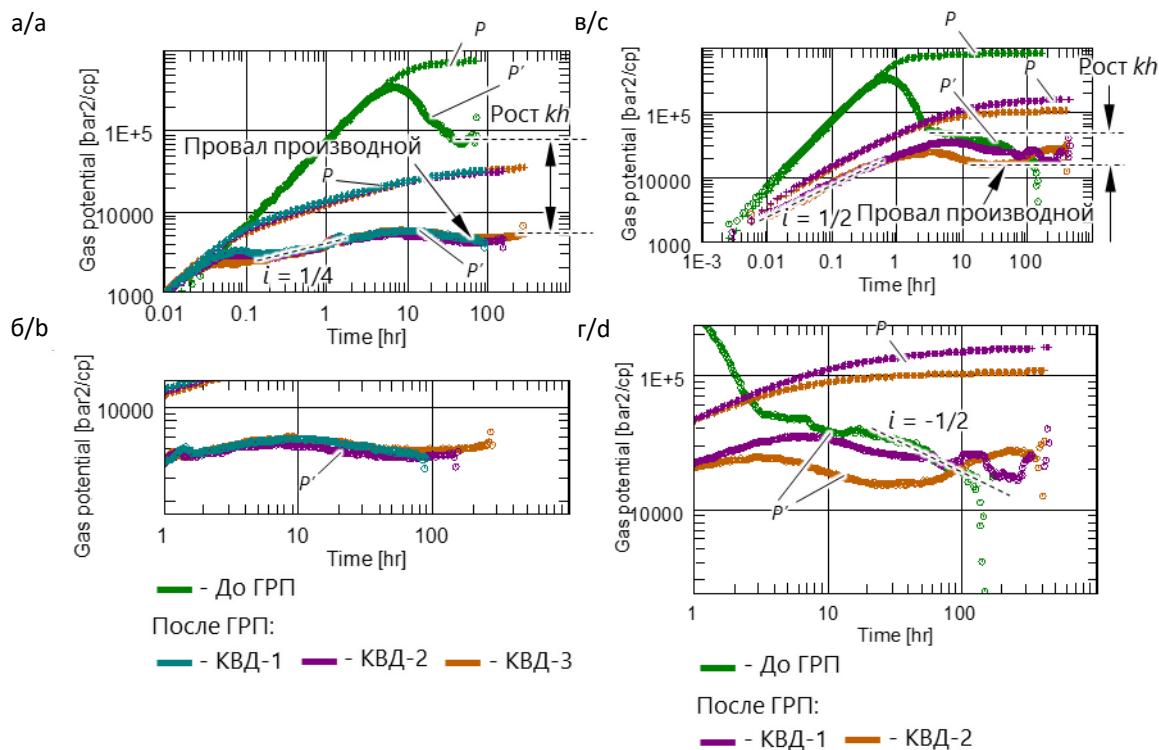
Таким образом, оценка работы системы трещин для скв. № 7 и № 9 возможна только на качественном уровне и позволяет сделать следующие выводы:

1. По результатам гидроразрыва на скважинах получен один из характерных откликов для трещиноватого коллектива – участок отрицательного наклона производной, указывающий на наличие системы высокопроводящих трещин, находящейся на удалении от скважин.

2. Результаты гидроразрыва можно охарактеризовать как успешные, так как после ГРП был получен или увеличен приток газа.

3. Основной эффект от гидроразрыва связан с формированием сложной системы явных трещин и увеличением проницаемости в зоне дренирования вследствие раскрытия мелких трещин.

На рис. 4 представлены диагностические графики КВД скв. № 1 и № 3, характеризующихся наличием волнообразного отклика производной.



**Рис. 4.** Диагностический график КВД для скважин с провалом производной:  
а – скв. № 1, общий вид; б – скв. № 1, увеличенный масштаб интервала изменения КВД;  
в – скв. № 3, общий вид; г – скв. № 3, увеличенный масштаб интервала изменения поведения КВД

**Fig. 4.** Diagnostic plot of PBU for wells with derivative dip:  
a – well No. 1, general view; b – well No. 1, enlarged scale of PBU change interval;  
c – well No. 3, general view; d – well No. 3, enlarged scale of PBU behavior change interval

По результатам гидроразрыва эти скважины дали максимальный приток газа. При этом притоки также были получены и до ГРП, а по результатам замера КВД обе скважины характеризуются максимальной проницаемостью. Данные факты обусловлены нахождением этих скважин в зоне с наибольшей интенсивностью естественных трещин. По данным КВД также отмечается признаки работы трещины гидроразрыва, проявляющиеся в виде наклонов  $i = 1/4$  для скв. № 1 (см. рис. 4а) и  $i = 1/2$  для скв. № 3 (см. рис. 4в).

Вместе с тем, период проявления данных признаков является непродолжительным, что связано с небольшой полудлиной трещины  $X_f$ , значение которой для обеих скважин составляет менее 8 м. Аналогично

предыдущим случаям, основной эффект от гидроразрыва связывается с увеличением проводимости  $kh$  системы, которая по скв. № 1 увеличилась почти в 12 раз, а по скв. № 3 – в 1,4 раза. Охваченная исследованием зона для этих скважин характеризуется радиусами 120 и 233 м соответственно.

Стоит отметить, что при малой полудлине  $X_f$  скважины характеризуются снижением скин-фактора до достаточно низких отрицательных значений: с  $S_t = 2,1$  до  $S_t = -3,3$  для скв. № 1, с  $S_t = 5,9$  до  $S_t = -3$  для скв. № 3. Данный факт может указывать на то, что помимо формирования вертикальной трещины в призабойной зоне пласта также сформировалась сеть мелких трещин, обусловивших более высокую проницаемость, чем в удаленной зоне.

Волнообразный провал производной для обеих скважин формируется на среднем этапе замера. При этом он является менее выраженным для скв. № 1 и более амплитудным для скв. № 2. Подобное поведение было интерпретировано как ожидаемый для трещиноватого коллектора признак порово-трещинового взаимодействия, не проявившийся на остальных скважинах в силу рассмотренных ранее причин.

По результатам настройки модели пласта с двойной пористостью на фактический отклик КВД были получены следующие значения параметров порово-трещинной среды: для скв. № 1 –  $\omega = 0,537$  и  $\lambda = 5 \cdot 10^{-6}$ , для скв. № 6 –  $\omega = 0,390$  и  $\lambda = 8 \cdot 10^{-6}$ . Такие значения указывают на то, что до половины объема добываемого газа накапливается в системе трещин, в то время как в фильтрации флюида доля матрицы является крайне незначительной. Как видно, представленные особенности параметров двойной среды соответствуют исходным петрофизическим свойствам коллектора, характеризующегося низкой эффективной пористостью.

Результаты интерпретации могут указывать на следующие особенности механики гидроразрыва на скв. № 1 и № 3. В связи с тем, что на данном коллекторе основной эффект от ГРП связан с увеличением проницаемости пласта в зоне дренирования, вероятно преимущественное формирование (раскрытие) в процессе гидроразрыва системы мелких трещин вместо единичной вертикальной. В свою очередь, образовавшаяся система трещин насыщается газом из плотной матрицы. В дальнейшем приток газа в скважину происходит, в основном,

из системы трещин, без существенного участия матрицы в фильтрации.

Дополнительную информацию об особенностях работы системы трещин можно получить по данным анализа повторных КВД, выполненных на скв. № 1 и № 3 через определенное время после ГРП. По полученным результатам обнаруживаются признаки так называемого «дыхания» системы, когда при остановках на КВД трещины насыщаются газом и раскрываются, и при дальнейшей отработке смыкаются по мере их истощения. Так, на рис. 4б сопоставлены диагностические графики для скв. № 1 с увеличенным масштабом периода провала производной для трех КВД, записанных после гидроразрыва и характеризующихся различной длительностью замера и предшествующей отработки. КВД-1 записана по результатам освоения продолжительностью 100 ч, КВД-2 – после отработки на одном режиме длительностью 41 ч, КВД-3 – после отработки на трех режимах методом индикаторной диаграммы (ИД) по 24 ч каждый. Для всех КВД волнообразный провал сформирован не полностью: на графике производной не наблюдается характерного выхода на ту же «полку», что и перед провалом, что в первую очередь может быть связано с недостаточной длительностью замера. На первый взгляд, все три графика производной являются идентичными, однако при их более детальном рассмотрении можно обнаружить различия. Так, производная КВД-2 показывает более ранние признаки снижения – примерно с 8 ч, и проходит ниже остальных кривых. На КВД-3 отмечается более ранний рост производной после провала, чем на КВД-2 – примерно со 110 ч.

Такое поведение можно интерпретировать как отображение различной работы порово-трещинной среды, где на КВД-2 система характеризуется наибольшими значениями  $\omega$  и  $\lambda$ , а на КВД-3 – наоборот, минимальными. Следовательно, особенности КВД-2 показывают, что в условиях отработки с минимальной длительностью трещины перед остановкой обладают максимальной раскрытостью. А по данным КВД-1 и КВД-3 можно судить о более истощенной системе.

Более яркий характер изменения поведения порово-трещинной системы наблюдается по скв. № 3, для которой на рис. 4г представлен аналогичный период в увеличенном масштабе.

После гидроразрыва скважина находилась в освоении и отработке на режимах методом ИД с суммарной длительностью 180 ч и впоследствии была закрыта на КВД-1. Затем на скважине были выполнены кратковременная отработка длительностью 15 ч и последующая остановка на КВД-2. До 1 ч замера производные КВД-1 и КВД-2 совпадают, демонстрируя признаки работы вертикальной трещины гидроразрыва, после чего происходит их расхождение. Производная КВД-1 растет примерно до 8 ч, сближаясь с производной КВД до ГРП, после чего демонстрирует схожий тренд снижения, но менее пологий, чем у производной КВД до ГРП. Примечательно, что производные и КВД до ГРП, и КВД-1 на конечном этапе замера проходят ниже, чем для КВД-2. При этом на КВД-1 не отмечается признаков волнообразного поведения производной. Для КВД до ГРП и КВД-1 поведение скорее ближе к скв. № 7 и № 9, что, вероятно, также указывает на наличие высокопроницаемой трещины

в окрестности скважины. На КВД-2 отмечается полностью сформированный отклик на работу двойной среды в виде формирования двух «полок» до и после провала. При этом первая полка, в интервале от 1 до 8 ч, проходит ниже КВД-1, что указывает на улучшенную проницаемость системы в ближней зоне. Наличие отклика на порово-трещинную среду может свидетельствовать о том, что при кратковременной отработке перед КВД-2 в фильтрации участвовала только сеть мелких трещин, без задействования в работу высоко-проницаемого канала, наблюдавшегося по предыдущим КВД. В свою очередь, схожесть поведения КВД-1 с КВД до ГРП может указывать на то, что по результатам длительной отработки перед КВД-1 система мелких трещин истощилась, вследствие чего процесс фильтрации приобрел аналогичный характер с процессом, имевшим место до ГРП.

Таким образом, получение отклика на порово-трещинную среду для скв. № 1 и № 3 стало возможным благодаря наличию интенсивно развитой системы мелких трещин, проявившихся как сплошная среда. При этом отмечается зависимость данной системы от характера и длительности отработки перед остановкой на КВД. К сожалению, прийти к более однозначным выводам об особенностях «дыхания» системы на рассматриваемом объекте не удалось, так как после проведения исследований все скважины были законсервированы. Это оставляет неизученной проблему оценки процессов истощения и донасыщения системы трещин в циклах отработки и остановки скважин при различной длительности и интенсивности режимов.

Полученные результаты показывают, что ГРП может оказывать такое же сложное влияние на изменение конфигурации системы трещин, как и другие способы воздействия на пласт, такие как ЦГВ или соляно-кислотная обработка, результаты которых описаны в работе [1]. Что характерно, для пласта НБ1 гидроразрывы, помимо образования вертикальной трещины, вызывает рост проницаемости системы в достаточно обширной зоне дренирования радиусом порядка 100 м. Таким образом, для пластов березовской свиты основной эффект от гидроразрыва связан не с «механическим» растрескиванием породы, а в первую очередь с раскрытием уже имевшихся естественных, но залеченных трещин, которые ранее не участвовали в дренировании. В таком случае для инициации уже созданных, но закрытых трещин требуется гораздо меньшее воздействие, что и объясняет формирование обширной области увеличенной проницаемости. При этом в зоне с максимальной интенсивностью трещиноватости созданные трещины вызывают проявление признаков порово-трещинного поведения системы.

#### **Анализ результатов повторных КВД на горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП**

Горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) находят свое обширное применение для низкопроницаемых нефтяных и газовых пластов, среди которых достаточно часто встречаются и трещиноватые коллекторы. Известно, что одной из ключевых проблем исследования таких скважин является низкая достоверность результатов ГДИ, связанная с невозможностью получить на практике

отклик на ранне- и позднерадиальный режимы [9, 10]. При этом приведенные примеры исследования скважин березовской свиты показывают, что по результатам гидроразрыва возможно формирование как явных вертикальных трещин, так и увеличение интегральной проницаемости системы. Полученная система является «подвижной» – т. е. показывает зависимость своего поведения от интенсивности режима, а также от длительности отработки или остановки. В случае ГС с МГРП, где доминирующим является ранний линейный режим фильтрации, становится весьма затруднительно однозначно оценить подобное поведение при отсутствии данных о текущем значении гидропроводности пласта, что приводит к неоднозначным и зачастую противоречивым результатам интерпретации.

Одним из возможных путей решения данной проблемы является использование инварианта линейного течения по аналогии с примерами, описанными в работах [9, 11, 12]. Суть метода заключается в оценке работы системы через комплексный параметр, определяющий тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД на так называемом характеристическом графике – графике, используемом для анализа соответствующего режима течения по характерной для него функции давления от времени. Для линейного режима таким графиком является зависимость  $P = \sqrt{t}$  [13]. В момент доминирования раннего линейного режима тангенс угла наклона соответствующего прямолинейного участка будет определяться зависимостью [9, 11, 12]:

$$(t \operatorname{tg} \alpha)^{-1} = 2\sqrt{\pi} \frac{NhXf}{QB} \sqrt{\frac{\kappa \beta^*}{\mu}}, \quad (1)$$

где  $N$  – количество трещин;  
 $h$  – толщина пласта;  
 $Q$  – дебит в поверхностных условиях;  
 $B$  – объемный коэффициент;  
 $k$  – проницаемость;  
 $\mu$  – вязкость;  
 $\beta^*$  –упругоемкость насыщенного пласта

$$\beta^* = \beta_n + K_n \cdot \beta_\phi,$$

где  $\beta_n$  – сжимаемость породы;  
 $\beta_\phi$  – сжимаемость флюида;  
 $K_n$  – пористость.

Как видно из формулы (1), при прочих известных величинах по наклону прямолинейного участка однозначно определяется комплексный параметр  $NXf\sqrt{k}$ , который и представляет собой инвариант линейного течения. В случае, когда неизвестна проницаемость пласта и/или полудлина созданных трещин гидроразрыва, данный параметр позволяет производить оценку изменения поведения системы «пласт–скважина» на качественном уровне на основе его интегрального значения. Отсюда инвариант линейного течения начинает играть особую роль при мониторинге эксплуатации ГС с МГРП в трещиноватом коллекторе. Как показывают приведенные выше примеры, трещины в зависимости от своего масштаба и протяженности могут по-разному отражаться на поведении КВД.

Для дискретных (явных) трещин одним из наиболее вероятных случаев является их проявление в виде линейного режима или его различных комбинаций. Поэтому для явных трещин наиболее ожидаемо внесение вклада в виде увеличения суммарной площади их поверхности, пропорциональной  $NXf$ . Развитая и протяженная сеть микротрещин преимущественно сказывается на

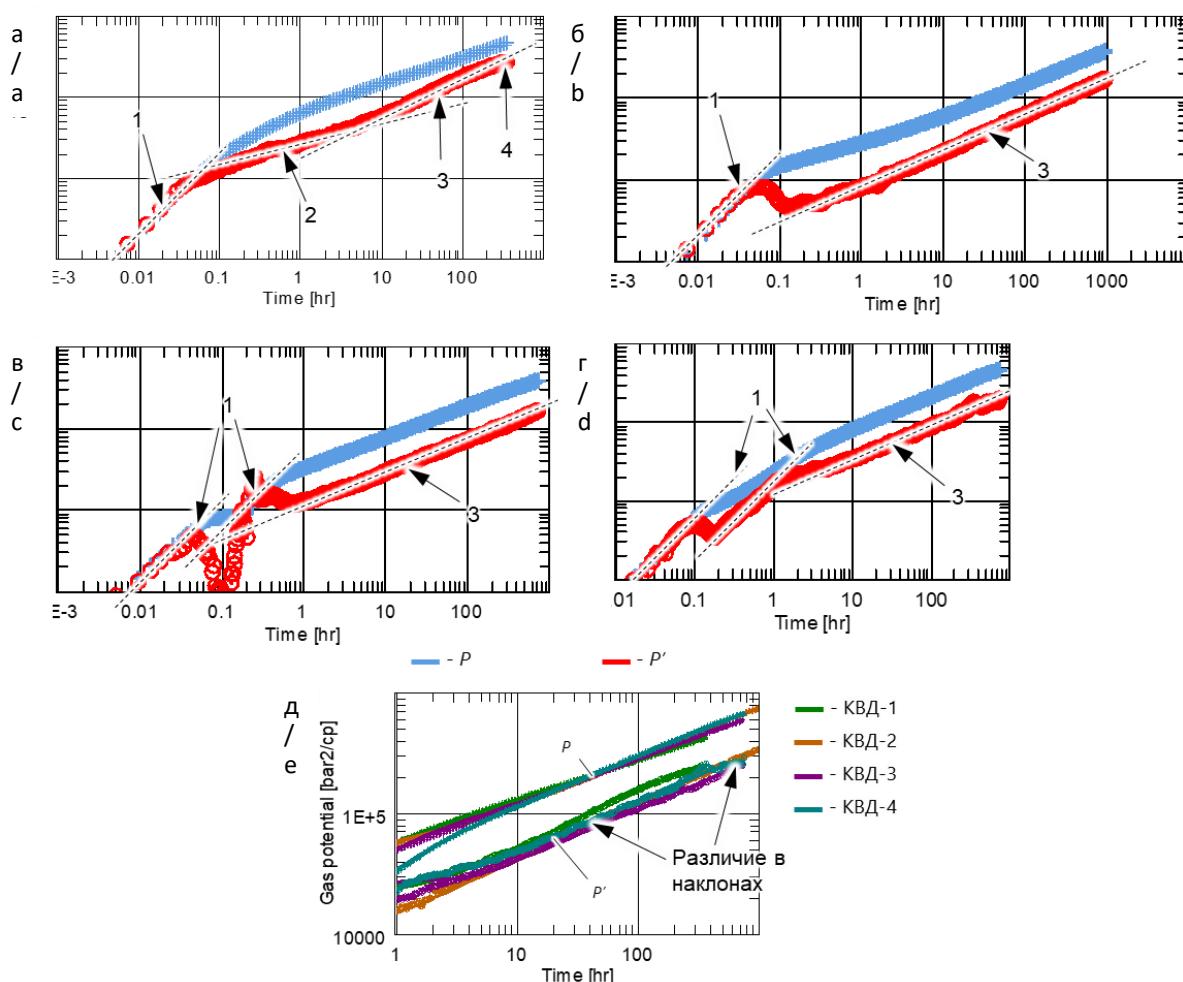
интегральной проницаемости системы  $k$ . Отсюда, если поведение системы явных и мелких трещин является динамичным и зависит от интенсивности и длительности того или иного режима, это отразится на значениях инварианта линейного течения. Например, если явные и мелкие трещины начнут смыкаться, то это выразится в виде соответствующего снижения величины инварианта, что будет вызвано одновременным уменьшением показателя площади трещин  $NXf$  и проницаемости системы  $k$ . Таким образом, при регулярном мониторинге величины инварианта линейного течения становятся возможными как оценка динамики поведения системы «пласт–скважина» на различных периодах эксплуатации месторождения, так и подбор оптимального режима для скважины с точки зрения наиболее эффективной работы системы трещин.

Рассмотрим результаты повторных КВД в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП, пробуренной на пласт НБ1. На скважине выполнено несколько циклов отработки и записи КВД:

- 1) Освоение на интенсивном режиме в течение двух месяцев для достижения максимальной степени очистки пласта от технологических жидкостей;
- 2) Остановка на КВД-1 длительностью две недели с целью оценки начальных параметров и восстановления пластового давления;
- 3) Запись индикаторной диаграммы на трех длительных режимах с минимальной, средней и максимальной интенсивностями, с остановками на промежуточные КВД-2, КВД-3 и КВД-4 соответственно, для оценки параметров после отработки и восстановления пластового давления. Длительность каждого режима и остановки составляла по 1 месяцу.

Диагностические графики КВД представлены на рис. 5. На КВД-1, записанной по результатам освоения, отмечается несколько режимов течения, проявившихся после окончания ВСС (см. рис. 5а). В интервале с 0,1 по 8 ч на производной наблюдается прямолинейный участок с наклоном  $i = 1/4$ , свидетельствующий о наличии билинейного течения, связанного с конечной проводимостью трещин. Затем производная

демонстрирует наклон  $i = 1/2$ , связанный с притоком к трещинам гидроразрыва. В самом конце замера, спустя 300 ч, производная показывает признаки формирования переходного режима. Переходный режим связан с переходом от линейного притока к отдельным трещинам (ранний линейный режим) к линейному притоку к скважине в целом (поздний линейный режим), происходящим по мере распространения области фильтрационного возмущения.



1 –  $i = 1$ ; 2 –  $i = 1/4$ ; 3 –  $i = 1/2$ ; 4 – переходный режим

**Рис. 5.** Диагностические графики КВД, записанных в процессе исследования ГС с МГРП:  
а – КВД-1; б – КВД-2; в – КВД-3; г – КВД-4; д – сопоставление всех КВД  
в период доминирования линейного режима

**Fig. 5.** Diagnostic plots of PBU recorded during the testing of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing:  
a – PBU-1; b – PBU-2; c – PBU-3; d – PBU-4; e – comparison of all PBU curves  
during the period of linear regime dominance

По результатам последующих замеров на производных КВД не выявляется наличия ни билинейного, ни переходного режимов, вместо которых на протяжении основной части замера отмечается доминирование линейного течения (см. рис. 5б, 5в, 5г). Такое поведение в первую очередь должно быть связано с фактором роста суммарной площади трещин и проявлением их «бесконечной» проводимости.

Данный эффект может быть вызван несколькими причинами. Помимо самой очевидной – обусловленной результатом очистки трещин от жидкости гидроразрыва, стоит также учитывать, что в процессе освоения скважина отрабатывалась на режиме повышенной депрессии, составившей около 80% от начального пластового давления. Отсюда вполне вероятна возможность проявления эффекта ЦГВ, когда при отработке на максимальной депрессии могло произойти дополнительное разрушение коллектора и увеличение количества явных трещин. При остановке на КВД-1 эти трещины раскрылись, что увеличило суммарную площадь всех трещин и отразилось в увеличении длительности линейного режима на последующих КВД.

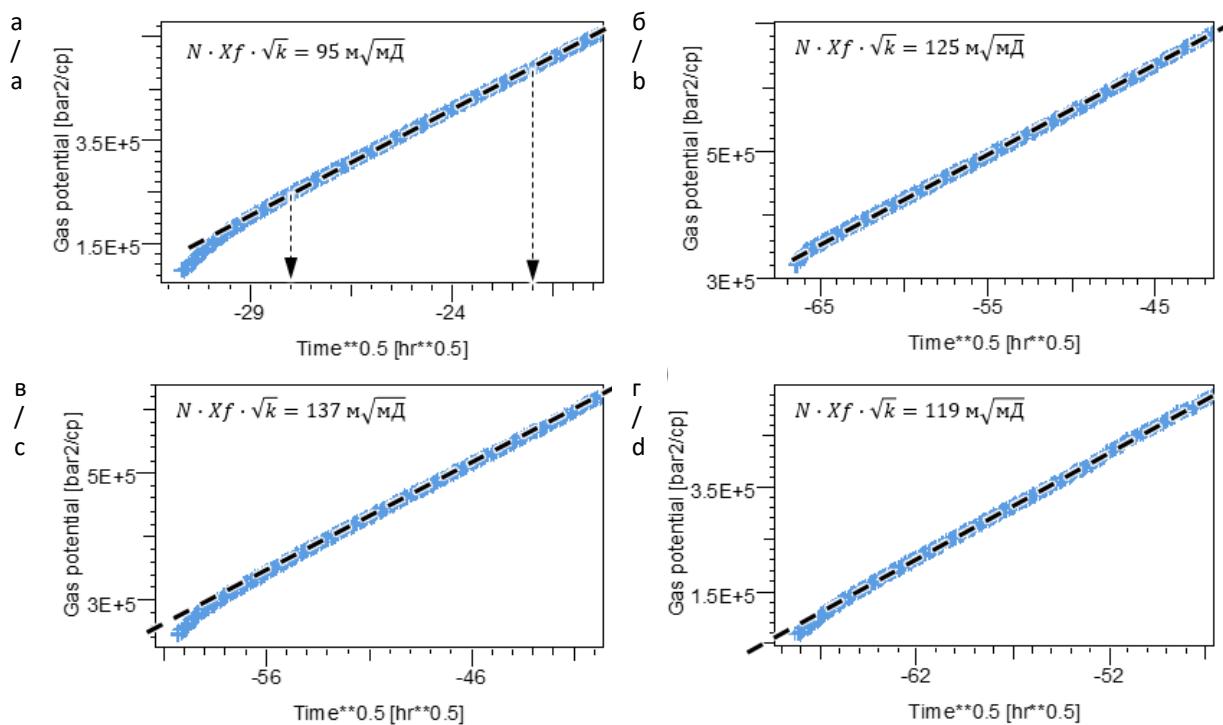
При этом, несмотря на схожий на первый взгляд характер поведения КВД-2, КВД-3 и КВД-4, результаты их сопоставления показывают различие в наклонах графика производной в начальный и конечный период доминирования линейного течения (см. рис. 5д). Это указывает на то, что каждый из предшествующих этим КВД режимов характеризуется собственными параметрами системы «пласт–скважина».

В условиях отсутствия выхода на радиальный режим интерпретация

результатов КВД, как правило, производится путем подгонки соответствующей модели на фактические данные путем вариации ее параметров методом нелинейной регрессии [14]. Для ГС с МГРП такими параметрами, как правило, являются полудлина трещин  $X_f$ , их проводимость  $C_f$  (в случае проявления билинейного течения) и проницаемость пласта  $k$ . Однако для представленного случая интерпретация подобным образом не позволила однозначно оценить параметры системы «пласт–скважина». Так, по данным КВД-1 режим освоения характеризуется максимальным значением проницаемости  $k$ , но вместе с тем и минимальной величиной  $X_f$ . По КВД-2 на режиме минимальной депрессии выявлены максимальная полудлина и второе после минимального значение проницаемости. На последующих КВД-3 и КВД-4 полудлина постепенно снижалась, а проницаемость, наоборот, увеличивалась. Отсюда, несмотря на получение количественных оценок параметров системы «пласт–скважина», их динамика не предоставляла явных ответов о характеристиках того или иного режима, так как для каждого из них эффект роста одного из параметров нивелировался снижением другого.

Решить данную проблему оказалось возможным путем построения характеристических графиков линейного режима, представленных на рис. 6.

Пунктирной линией на рис. 6 показана прямая, проведенная через соответствующий прямолинейный участок. Как видно, для КВД-1 (см. рис. 6а) прямолинейный участок формируется только на отрезке от  $-28\sqrt{\chi}$  до  $-22\sqrt{\chi}$  (по времени суперпозиции), что соответствует периоду проявления линейного режима течения от 12 ч до 120 ч на диагностическом графике КВД.



**Рис. 6. Характеристические графики линейного режима:**  
а – КВД-1; б – КВД-2; в – КВД-3; г – КВД-4

**Fig. 6. Specialized plots of linear mode:**  
a – PBU-1; b – PBU-2; c – PBU-3; d – PBU-4

Для всех остальных КВД (см. рис. 6б, 6в) прямолинейный участок формируется практически на всем участке характеристического графика, за исключением начальной его части, что коррелирует с проявлением только линейного режима на диагностическом графике после окончания ВСС. На рис. 6 также приведены значения инварианта линейного течения, определенные по тангенсу угла наклона данного участка. Для КВД-1 прямолинейный участок характеризуется максимальным наклоном, что определяет минимальное значение инварианта –  $95 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$ . Максимальное значение инварианта наблюдается по КВД-3 –  $137 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$ . Следующими после максимального идут значения инварианта для КВД-2 и КВД-3 –  $125 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$  и  $119 \text{ м} \cdot \sqrt{\text{мД}}$  соответственно.

Полученная динамика изменения инварианта линейного течения позволяет оценить работу системы следующим образом. Минимальное значение инварианта по результатам освоения скважины может подтверждать предположение о возможном геомеханическом воздействии и является следствием уплотнения породы. На конец замера КВД-1 (длительностью 2 недели) давление на забое восстановилось до 72% от начального пластового, что обеспечило раскрытие дополнительного образовавшихся трещин. Далее следовала отработка на «щадящем» режиме 1 с минимальной депрессией и последующая остановка на более длительную КВД-2 (1 месяц), на конец которой давление восстановилось уже на 81% от начального.

Это смогло обеспечить раскрытие дополнительного объема трещин, что отразилось в максимальном значении инварианта по результатам замера КВД-3. В свою очередь более интенсивный режим 2 и накопленная длительная отработка позволили получить восстановление давления на конец КВД-3 только на 77% от начального, что смогло привести к меньшей степени раскрытия трещин по сравнению с КВД-2. Последующий режим 3 с максимальной депрессией определил смыкание части объема трещин, что отразилось на втором после минимального значении инварианта линейного течения.

Также стоит отметить, что хотя скважина работала на одинаковых депрессиях как в процессе освоения, так и на режиме 3, последний характеризуется существенно более высоким значением инварианта, отличающимся на 20%. Такое поведение является дополнительным фактором, указывающим на вероятное влияние эффекта, подобного циклическому геомеханическому воздействию. Оно коррелирует с результатами керновых исследований, приведенных в работе [15] и показывающих сохранение проницаемости образцов керна на более высоком уровне при повторном снижении давления после проведения ЦГВ.

Таким образом, комплексный анализ повторных записей кривых восстановления давления, включающий сравнение поведения кривых производной на диагностических графиках и оценку значений инварианта линейного течения, позволил выявить признаки проявления эффекта ЦГВ. Несмотря на то, что данный вид воздействия не являлся ожидаемым на анализируемом типе коллектора, он внес дополнительный

положительный вклад в развитие естественной и сформированной после МГРП техногенной системы трещин.

Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности проведения керновых исследований, аналогичных работе [15], на данном объекте. В случае подтверждения эффекта ЦГВ они смогут дать полезную информацию для формирования специальной программы освоения скважин на полномасштабную разработку объекта, обеспечивающей создание и раскрытие дополнительных распределенных трещин для получения дополнительной добычи газа.

### **Заключение**

Данная статья демонстрирует возможности эффективного применения подходов к анализу ГДИ на трещиноватых коллекторах, заключающихся в детализации и сравнительном анализе откликов производной на первичных и повторных КВД.

Представленные подходы позволили выявить специфические особенности влияния ГРП на изменение структуры трещиноватости в скважинах, пробуренных на опоковидный пласт НБ1 березовской свиты. Вместо типичного для гидроразрыва проявления единственной длинной трещины, в данном типе коллектора отмечается общее повышение проницаемости в зоне исследования порядка 100 м, с признаками «дыхания» при остановках и запусках скважины. Такой тип поведения можно связать с активизацией при ГРП распределенной сети мелких естественных трещин, характерных для пластов березовской свиты, и их динамической реакцией на процессы снижения и повышения давления.

Динамические особенности поведения системы трещин могут значительно усложнять интерпретацию результатов исследований горизонтальных скважин с МГРП, вскрывающих трещиноватый коллектор. В этом случае одним из

эффективных методов качественного анализа изменений структуры техногенных и естественных трещин и их влияния на приток к скважине является оценка динамики инварианта линейного течения.

### **Вклад авторов**

Т.А. Абрамов – формальный анализ, проведение исследования, концептуализация визуализация, создание черновика рукописи.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, создание рукописи и ее редактирование.

А.О. Гордеев – администрирование проекта, концептуализация, методология, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

А.Ш. Аккерман – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

А.Н. Киселев – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

### **Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### **Список источников**

1. *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* О возможности оценки изменения структуры трещиноватости по повторным гидродинамическим исследованиям при реализации геомеханических методов воздействия в карбонатных коллекторах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 345–361. EDN: LJSQLU
2. *Kuchuk F., Biryukov D.* Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
3. *Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Лознюк О.А.* и др. Анализ результатов планирования и проведения ГДИ пластов березовской свиты // Нефтяная провинция. 2019. № 4(20). С. 234–247. <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.234-247>
4. *Roger S., Enachescu C., Trice R., Buer K.* Integrating discrete fracture network models and pressure transient data for testing conceptual fracture models of the Valhall chalk reservoir, Norwegian North Sea // Geological Society, London, Special Publications. 2007. Vol. 270. P. 193–204. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.270.01.13>
5. *Ardislamova D., Salimgareeva E., Gallyamova D.* Integrated approach to modeling naturally fractured carbonate reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176639-MS. <https://doi.org/10.2118/176639-MS>

6. *Yeskozha B., Aimagambetov M., Kabyshev P. et al.* Novel approach to data analysis of pressure transient testing in fractured carbonate reservoir. Ansagan field case // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187765-MS. <https://doi.org/10.2118/187765-MS>
7. *Stewart G.* Well Test Design and Analysis. Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.
8. *Морозовский Н.А., Кременецкий М.И., Сирота А.С. и др.* Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 44–47. EDN: SKIXRD
9. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И. и др.* Оценка динамики добывчных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56>
10. *Абрамов Т.А., Индрupский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадиального режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276, Вып. 2. С. 29–48. EDN: GOYQFR
11. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Ворон К.А. и др.* Контроль совершенства вскрытия низкопроницаемых коллекторов скважинами со сложным заканчиванием по результатам циклических гидродинамических исследований // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8(109). С. 68–77. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-68-77>
12. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В. и др.* Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 1(111). С. 46–54. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>
13. *Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
14. *Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal.* Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
15. *Индрupский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджисев Т.Н. и др.* Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>

### **Информация об авторах**

*Тимур Алексеевич Абрамов* – главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Москва, Россия; SPIN-код: 5671-4440, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)

*Илья Михайлович Индрupский* – д-р техн. наук, профессор РАН, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3003-9701, <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: [i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

*Александр Олегович Гордеев* – главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; SPIN-код: 8981-3501, <https://orcid.org/0009-0000-7041-0564>; e-mail: [AOGordeev@tnnc.rosneft.ru](mailto:AOGordeev@tnnc.rosneft.ru)

*Анель Шалхаровна Аккерман* – главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

*Антон Николаевич Киселев* – менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0006-6512-0048>; e-mail: [ankiselyov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ankiselyov@tnnc.rosneft.ru)

**Поступила в редакцию 06.08.2025**

**Принята к публикации 12.09.2025**

## HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

# Manifestation specifics of changes in fracture structure at repeated well tests after hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Berezovskaya Formation

Timur A. Abramov<sup>1</sup>, Ilya M. Indrupskiy<sup>2</sup>, Aleksandr O. Gordeev<sup>1</sup>, Anel Sh. Akkerman<sup>1</sup> ,  
Anton N. Kiselev<sup>1</sup>

1 – RN-Geology Research Development LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

**Abstract.** *Background.* The specifics of well test analysis in fractured reservoirs of the Berezovskaya Formation, characterized by a wide variety of responses, including an atypical response to hydraulic fracturing, require a detailed approach to interpretation and application of comparative analysis of repeated pressure buildups to assess parameter changes over time. *Objective.* Identification of specifics of changes in the structure of the fractured zone for the Berezovskaya Formation reservoirs and justification of the possibility to monitor their dynamics based on repeated well test analysis. *Materials and methods.* Well test analysis techniques were employed, including interpretation of pressure buildup data from actual well tests using the Saphir module of the Kappa Workstation software. *Results.* Analysis of well test data from directional wells after fracturing revealed three characteristic types of responses: with the presence of classic attributes of linear flow; with a section of negative slope on the pressure derivative curve; and with a wave-like shape of the derivative curve. Each response type corresponds to different changes in the natural fracture system after hydraulic fracturing. For horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, the authors propose using variations in the linear flow invariant parameter to qualitatively assess the combined efficiency of natural and induced fractures. *Conclusions.* Well test results for the fractured reservoirs of the Berezovskaya Formation indicate that permeability may increase within a drainage area of approximately 100 m after hydraulic fracturing, which is associated with opening of existing but cemented natural fractures. The “fracture breathing” observed during well shutdowns and startups reflects a dynamic response to pressure fluctuations. Analysis of the linear flow invariant behavior also revealed signs of additional natural fracture opening, resembling the mechanism of the cyclic geomechanical treatment.

**Keywords:** well tests, fractured reservoir, Berezovskaya Formation, hydraulic fracturing, pressure buildup, pressure derivative

**Funding:** the work of Ilya M. Indrupskiy was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1); the other coauthors received no funding.

---

 Anel Sh. Akkerman, ASh\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

© Abramov T.A., Indrupskiy I.M., Gordeev A.O., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**For citation:** Abramov T.A., Indrupskiy I.M., Gordeev A.O., Akkerman A.Sh., Kiselev A.N. Manifestation specifics of changes in fracture structure at repeated well tests after hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Berezovskaya Formation. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 4. P. 482–503. (In Russ.).

### Author contributions

Timur A. Abramov – formal analysis, investigation, conceptualization, visualization, writing – original draft.

Ilya M. Indrupskiy – conceptualization, methodology, writing – review & editing.

Aleksandr O. Gordeev – project administration, conceptualization, methodology, supervision, writing – review & editing.

Anel Sh. Akkerman – formal analysis, investigation, visualization, writing – review & editing.

Anton N. Kiselev – formal analysis, investigation, visualization, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

### References

1. Abramov T.A., Indrupskiy I.M. On the possibility of assessing changes in the fracture structure using repeated well tests when implementing geomechanical treatment methods in carbonate reservoirs. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 3. P. 345–361. (In Russ.).
2. Kuchuk F., Biryukov D. Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096-MS. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
3. Abramov T.A., Gordeev A.O., Loznyuk O.A. et al. Analysis of pressure transient test results for Beryozovskaya suite. *Neftyanaya provintsiya.* 2019. No. 4(20). P. 234–247. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.234-247>
4. Roger S., Enachescu C., Trice R., Buer K. Integrating discrete fracture network models and pressure transient data for testing conceptual fracture models of the Valhall chalk reservoir, Norwegian North Sea. *Geological Society, London, Special Publications.* 2007. Vol. 270. P. 193–204. <https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.270.01.13>
5. Ardislamova D., Salimgareeva E., Gallyamova D. Integrated approach to modeling naturally fractured carbonate reservoirs. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176639-MS. <https://doi.org/10.2118/176639-MS>
6. Yeskozha B., Aimagambetov M., Kabyshev P. et al. Novel approach to data analysis of pressure transient testing in fractured carbonate reservoir. Ansagan field case. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187765-MS. <https://doi.org/10.2118/187765-MS>
7. Stewart G. *Well Test Design and Analysis.* Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.

8. Morozovskiy N.A., Kremenetskiy M.I., Sirota A.S. et al. Carbonated layers fractured zones localization based on well testing. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 8. P. 44–47. (In Russ.).
9. Nikonorova A.N., Voron K.A., Kremenetsky M.I. et al. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 6(107). P. 50–56. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56>
10. Abramov T.A., Indrupskii I.M. Features and informative possibilities of the early radial regime of buildup in horizontal wells with closely spaced multi-stage fractures. *Journal of Mining Institute*. 2025. Vol. 276, No. 2. P. 29–48.
11. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Voron K.A. et al. Well completion effectiveness surveillance for low-permeability reservoirs for wells with complex completion based on periodic pressure transient tests. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 8(109). P. 68–77. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-68-77>
12. Kremenetsky M.I., Nikonorova A.N., Bakhmutov A.V. et al. Pressure transient analysis of pressure and rate surveillance results in horizontal wells with a large number of hydraulic fractures in poorly drained low-permeability reservoirs. *Exposition Oil Gas*. 2025. No. 1(111). P. 46–54. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54>
13. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier. 2002. 426 p.
14. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
15. Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N. et al. Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical impact on a Tournaisian carbonate reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 262. P. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>

#### **Information about the authors**

*Timur A. Abramov* – Chief Specialist, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: [taabramov@tnnc.rosneft.ru](mailto:taabramov@tnnc.rosneft.ru)

*Ilya M. Indrupskiy* – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Russian Academy of Sciences, Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: [i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

*Aleksandr O. Gordeev* – Chief Manager, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7041-0564>; e-mail: [AOGordeev@tnnc.rosneft.ru](mailto:AOGordeev@tnnc.rosneft.ru)

*Anel Sh. Akkerman* – Chief Specialist, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: [ASh\\_Akkerman@tnnc.rosneft.ru](mailto:ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru)

*Anton N. Kiselev* – Manager, RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-6512-0048>; e-mail: [ankiselyov@tnnc.rosneft.ru](mailto:ankiselyov@tnnc.rosneft.ru)

**Received 6 August 2025**

**Accepted 12 September 2025**