

## ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276.5.001.42+622.279.5.001.42

EDN: LJSQLU

### О возможности оценки изменения структуры трещиноватости по повторным гидродинамическим исследованиям при реализации геомеханических методов воздействия в карбонатных коллекторах

Т.А. Абрамов , И.М. Индрупский

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

**Аннотация.** *Актуальность.* Результаты гидродинамических исследований трещиноватых коллекторов нефти и газа характеризуются широким спектром проявляющихся откликов на диагностическом графике производной давления. Детализация таких откликов позволяет оценить структуру трещиноватости и ее изменчивость в процессе эксплуатации скважины, а также вследствие выполняемых на ней геолого-технологических мероприятий. *Цель работы.* Оценка характера изменения структуры трещиноватости карбонатного коллектора на различных этапах циклического геомеханического воздействия. *Материалы и методы.* Трещиноватые коллекторы нефти и газа. Методы интерпретации, аналитического и численного моделирования кривых восстановления давления. Сопоставление с литературными данными. *Результаты.* На основе анализа результатов фактических гидродинамических исследований, их сопоставления с литературными данными и смоделированными синтетическими кривыми обоснована возможность анализа изменения структуры трещиноватости при применении геомеханических методов воздействия. В качестве примера рассмотрена интерпретация кривых восстановления давления, записанных на различных этапах циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор. Применение комплексной методики позволило оценить характер изменения протяженности формирующихся зон трещиноватости и их структуры. *Выводы.* Комплексный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований трещиноватых коллекторов с детализацией откликов и оценкой их изменения по данным повторных исследований позволяет контролировать структуру трещиноватости в процессе эксплуатации скважины и по результатам геолого-технологических мероприятий.

**Ключевые слова:** гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, диагностический график, трещиноватый коллектор, циклическое геомеханическое воздействие, явные трещины, DFN-модель

**Финансирование:** работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

 Абрамов Тимур Алексеевич, [abramov-ta@mail.ru](mailto:abramov-ta@mail.ru)

© Абрамов Т.А., Индрупский И.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Для цитирования:** *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: LJSQULU

### Введение

Одной из типичных задач проведения гидродинамических исследований (ГДИ) на трещиноватых коллекторах нефти и газа является оценка параметров модели двойной пористости: относительной упругоемкости  $\omega$  и коэффициента межпорового перетока  $\lambda$  [1–3]. Эти параметры необходимы для построения геолого-гидродинамической модели с порово-трещинной средой, которая чаще всего используется для моделирования коллекторов подобного рода. Согласно теории, оценка  $\omega$  и  $\lambda$  должна производиться по характерному волнообразному провалу логарифмической производной (производной Бурде) кривой восстановления давления (КВД), проявление которого обусловлено процессами происходящего массообмена между матрицей и системой трещин [1, 2, 4]. Однако анализ результатов большей части ГДИ трещиноватых пластов показывает, что вместо отклика на двойную пористость для КВД характерна демонстрация разнообразного более сложного поведения [3, 5, 6]. На практике отсутствие отклика на двойную пористость зачастую объясняется его ранним и коротким проявлением, вследствие чего он маскируется более доминирующим влиянием ствола скважины (ВСС) [4, 6].

Вместе с тем, в работе Ф. Кучука [3] на основании глубокого литературного обзора и результатов полуаналитического моделирования ставится под сомнение пригодность модели двойной пористости для описания работы трещиноватых коллекторов и наглядно демонстрируется, что представленное разнообразие поведения

КВД отражает особенности этих коллекторов. Оно главным образом обусловлено проявлением различных режимов течения в виде разных наклонов (тангенсов угла наклона –  $i$ ) графика производной Бурде: радиального ( $i = 0$ ), линейного ( $i = 1/2$ ) и билинейного ( $i = 1/4$ ) – «чистых» режимов, непосредственно связанных с движением флюида в матрице и трещинах. Помимо этого часто встречаются режимы, возникающие вследствие геометрических и геологических особенностей, обуславливающих взаимодействие «чистых» режимов как в виде их наложения, так и последовательной смены друг друга. Вследствие этого возникают режимы, характеризующиеся разнообразными наклонами, среди которых наиболее часто встречаются значения  $i = 1/3, 1/5, -1$ , и признаки сферического течения ( $i = -1/2$ ). Такие особенности системы трещин обусловлены комбинацией семи из нижеприведенных факторов:

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. Проводимость трещин, которая может изменяться в диапазоне от бесконечности 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.

В России и странах бывшего СССР проблема изучения и моделирования работы трещиноватых коллекторов вызывает не меньший интерес. Так, в работе Н.А. Морозовского, М.И. Кременецкого и др. [7], вышедшей спустя 2 года после публикации работы Ф. Кучука [3], представлено подтверждение и развитие его аргументов, а также приведен анализ чувствительности КВД к различной конфигурации системы дискретных трещин и матрицы. В целом использование численных DFN-моделей (от англ. discrete fracture network – система дискретных трещин) для воспроизведения откликов КВД и, как следствие, верификации принятой концепции трещиноватости является следующим шагом развития теории и методологии интерпретации ГДИ, примеры которых представлены в работах [5, 6, 8]. Помимо этого, выделение схожих признаков поведения КВД, анализ продуктивности и фильтрационно-емкостных свойств позволяет охарактеризовать зональную конфигурацию системы трещин [5].

В целом, оценка таких параметров трещин, как проводимость, расположение и направление, является важной с точки зрения определения преждевременных прорывов газа и воды и необходима для учета при принятии решений в планировании стратегии разработки месторождений.

Также для трещиноватых коллекторов зачастую характерна изменчивость поведения КВД по результатам повторных исследований, выполняемых в процессе эксплуатации скважины. Как правило, это в первую очередь обусловлено эффектом смыкания/раскрытия трещин, зависящего от интенсивности режима перед КВД [7], истощения зоны дренирования в процессе выработки и др. Другой причиной изменения поведения кривой давления является воздействие на призабойную зону при

выполнении геолого-технологических мероприятий (ГТМ) [8]. ГТМ могут влиять на изменение структуры и конфигурации трещин в виде увеличения их проводимости и размеров, образования новых трещин и/или задействия трещин, ранее не участвующих в дренировании, например, вследствие их залеченности вторичными минералами.

Одним из ГТМ, напрямую влияющих на структуру трещиноватости, является циклическое геомеханическое воздействие (ЦГВ). Суть воздействия заключается в отработке скважины на режиме максимальной депрессии, при котором происходит растрескивание призабойной зоны пласта (ПЗП) за счет механизма разрушения сжатия при росте эффективных нормальных напряжений. Далее производится остановка скважины, в процессе которой за счет восстановления давления происходит раскрытие трещин, что в конечном итоге дает положительный эффект в виде увеличения проницаемости в ПЗП. Для усиления данного эффекта в конце остановки выполняется кратковременная закачка нефти.

В работе [9] приведено более детальное описание механизма ЦГВ, представлены результаты лабораторных исследований и опытно-промышленных работ по его применению. Оценка эффективности мероприятия производилась по итогам записи трех КВД, которые анализировались с точки зрения изменения коэффициента продуктивности скважины.

Целью статьи является оценка характера изменения структуры трещиноватости карбонатного коллектора на различных этапах циклического геомеханического воздействия путем детального анализа откликов КВД, что дает более полную информацию об особенностях изменения параметров системы «пласт–скважина».

### Материалы и методы

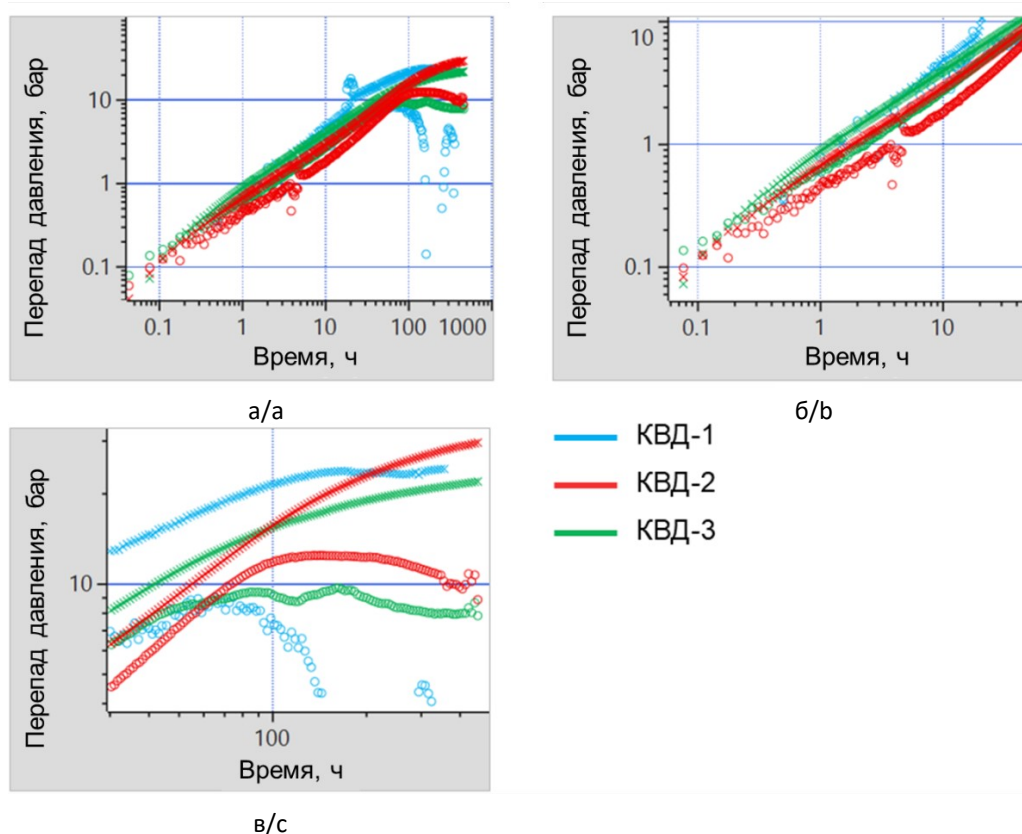
В работе исследовались трещиноватые коллекторы нефти и газа, использовались методы интерпретации, аналитического и численного моделирования кривых восстановления давления, сопоставление с литературными данными.

### Результаты и обсуждение

#### *Анализ динамики поведения КВД в скважине с выполненным циклическим геомеханическим воздействием*

Оценка эффективности мероприятия производилась по результатам записи

трех КВД (рис. 1): КВД-1, выполненной с целью определения «фонового» состояния системы «пласт–скважина», КВД-2 – для оценки параметров системы после отработки скважины на максимальной депрессии, КВД-3 – для изучения параметров после закачки нефти. Регистрация КВД-2 и КВД-3 осуществлена с помощью автономных глубинных приборов. Анализ КВД-1, вследствие возникших проблем с глубинным прибором, производился по данным устьевого уровня.



**Рис. 1.** Сопоставление диагностических графиков КВД, полученных на разных этапах циклического геомеханического воздействия:

а – общий вид; б – участок роста производных; в – участок выполаживания производных

**Fig. 1.** Comparison of diagnostic plots for pressure buildups at different stages of the cyclic geomechanical treatment: a – general view; б – section of increasing derivative; в – section of flattening derivative

Источник: разработано авторами с использованием данных [9]

Source: developed by the authors using data from [9]

На рис. 1а представлен диагностический график (общий вид) с сопоставлением всех трех кривых, на котором наблюдается схожий характер их поведения, проявляющийся в виде длительного роста логарифмической производной давления (производной Бурде) в интервале от 0,05 ч до 60 ч, после которого на всех кривых происходит формирование горизонтального участка – «полки». Как видно, ни одна из кривых не демонстрирует признаков порово-трещинного поведения. При этом кривые показывают достаточно близкое положение, практически накладываясь друг на друга, что является признаком схожих значений параметров системы «пласт–скважина». Однако при рассмотрении кривых в более крупном масштабе проявляются различия в их поведении, что видно по данным рис. 1б (этап роста производных) и рис. 1в (этап выхода на «полку»). Одновременно с этим также отмечается тенденция выхода производных КВД на один уровень горизонтального участка, который прослеживается по интервалу выполаживания производной КВД-1 и конечному участку производной КВД-3. Отсюда можно сделать вывод, что на каждом этапе замера наблюдается изменение в конфигурации системы трещин вокруг скважины, которое не затрагивает удаленную зону пласта, как и следует ожидать при реализации ЦГВ. Ниже представлен более подробный анализ каждой из кривых в отдельности.

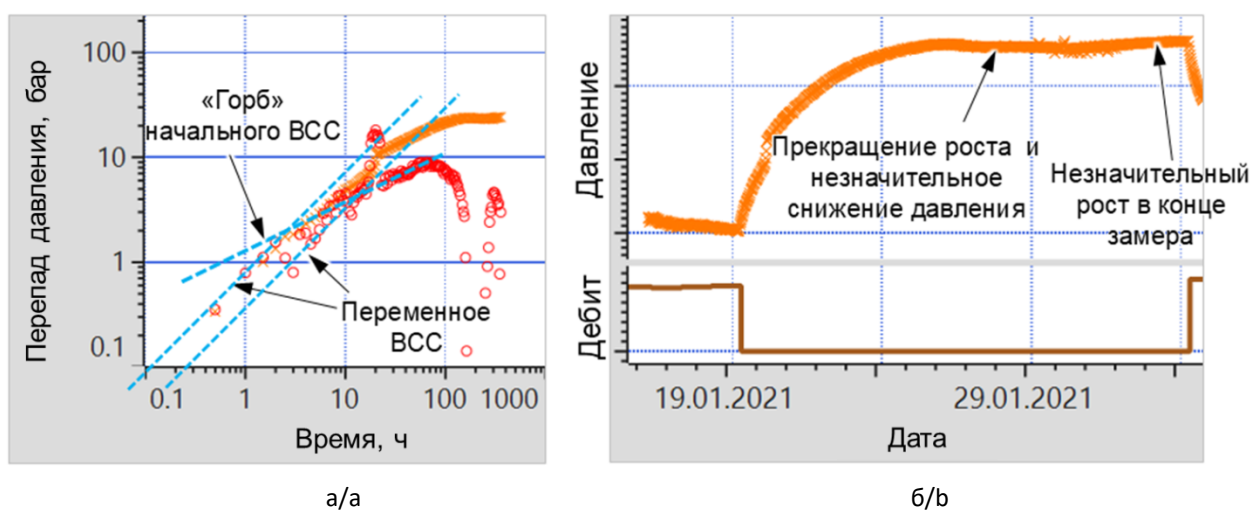
На рис. 2а приведен диагностический график КВД-1. В целом на графике можно отметить несколько осложняющих факторов, характерных для результатов пересчета динамики восстановления уровня на забойное давление:

1. Повышенная зашумленность производной давления по сравнению с глубинными замерами последующих КВД, затрудняющая диагностику характерных режимов. Наличие переменного ВСС – на производной выделяется два участка с наклоном  $i = 1$  и формирование небольшого горба между ними. Такой вид начального участка КВД является типовым для переменного влияния ствола скважины<sup>1</sup> [10]. Осложняющим фактором переменного ВСС является его повышенная длительность, обуславливающая искажение характерных режимов на начальном и среднем этапах замера, – для КВД-1 длительность ВСС составляет около 10 ч.

2. Падение производной, начиная с длительности замера ~80 ч, и дальнейшее формирование двух зигзагов, что, вероятно, обусловлено увеличением давления газа в затрубном пространстве, вызвавшим замедление роста уровня. На это может указывать прекращение восстановления забойного давления на графике истории (рис. 2в) и его дальнейшее незначительное снижение. На влияние газа также указывает и проявление переменного ВСС. В конце замера забойное давление вновь демонстрирует незначительный рост, что и обусловило формирование зигзага производной.

---

<sup>1</sup> Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S. et al. Dynamic Data Analysis v5.42. Paris: Kappa Engineering, 2021. 776 p.



**Рис. 2.** Результаты замера и анализа особенностей КВД-1:  
а – диагностический график; б – график истории

**Fig. 2.** Results of measurements and analysis of the PBU-1:  
a – diagnostic plot; b – history plot

Несмотря на отмеченные осложнения, на производной КВД-1 можно выделить участок с наклоном  $i = 1/2$ . Он доминирует на протяжении почти полного логарифмического цикла (л.ц.) – в интервале между  $\sim 10$  ч и  $\sim 50$  ч, что, как правило, является признаком пластового эффекта, в данном случае – линейного режима течения. Как отмечено в работе [3], такой режим может быть вызван наличием протяженных трещин, по которым происходит направленное к скважине линейное течение. Это позволяет сделать выводы об уже присутствующей до начала воздействия на пласт развитой системе трещин в окрестности скважины.

При принятом значении проводимости удаленной зоны пласта для всех исследований  $kh = 218$  мД·м можно оценить радиус исследования на окончание линейного режима –  $R_{иссл.} = 47$  м.

Вместе с тем, наличие искажающих факторов в начале и конце замера определяет

весьма условные оценки по выявляемым режимам. Так, участок линейного течения вполне может быть переходным между ВСС и выполаживанием производной, которое в свою очередь вероятнее всего связано с началом прекращения роста забойного давления.

На рис. 3 представлен диагностический график КВД-2, на котором следует отметить достаточно близкое расположение кривых производной и давления, что является признаком крайне низкого значения скин-фактора. Это также косвенно подтверждается непродолжительным ВСС, длительность которого, в отличие от предыдущей КВД, равняется всего около 0,2 ч. Далее на производной отмечается длительное доминирование линейного режима, протяженность которого составляет около двух л.ц.: с 0,2 ч до 9 ч. Впоследствии производная демонстрирует рост с наклоном  $i = 1$  в интервале между  $\sim 20$  ч и  $\sim 50$  ч, после которого она формирует «горб». Спустя 360 ч на производной наблюдаются признаки выхода на «полку».

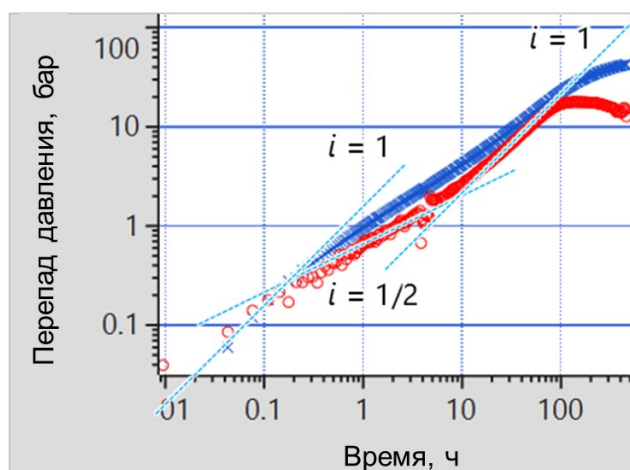


Рис. 3. Диагностический график КВД-2

Fig. 3. Diagnostic plot for PBU-2

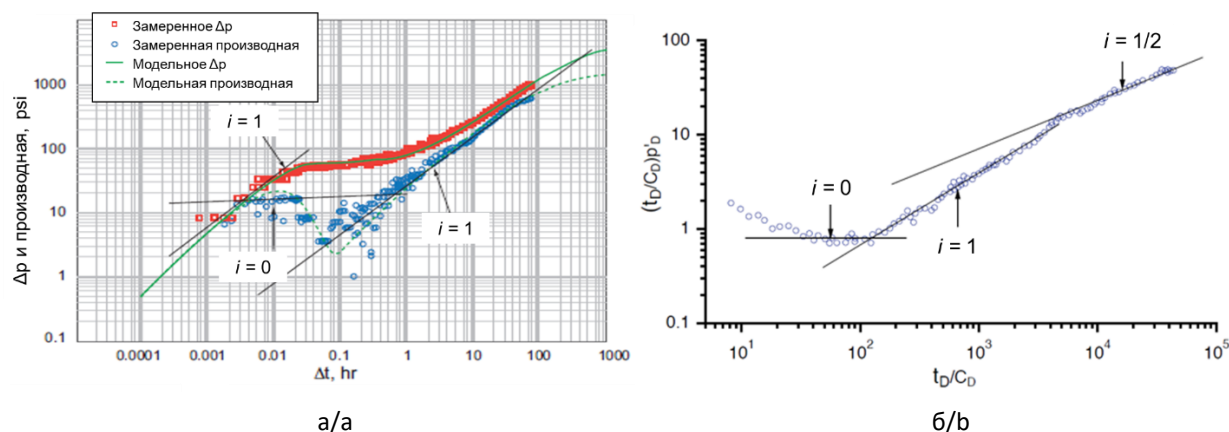
Источник: разработано авторами с использованием данных [9]

Source: developed by the authors using data from [9]

Как видно из сопоставления, представленного на рис. 1б, производная КВД-2 в момент доминирования линейного режима течения проходит ниже, чем на КВД-1. Кроме того, наличие только одного линейного режима указывает на бесконечную (очень высокую в сравнении с проводимостью пласта) проводимость имеющихся трещин. Это позволяет сделать выводы о возможном увеличении их количества по результатам проведения ЦГВ. Также необходимо заметить, что возникновение наклона  $i = 1$  на среднем этапе замера КВД является нетипичным для «обычных» систем «пласт–скважина». Получить такое поведение можно только в случае сложной геометрии потоков, сопровождающихся их сильной интерференцией и развитием псевдостационарного режима (также называемого «псевдоограниченным» или «режимом истощения»). Например, при плотном расположении трещин в горизонтальных скважинах с много-

стадийным гидроразрывом пласта [11–13]. В другом случае единичный наклон производной может быть связан с возникновением псевдостационарного режима в трещиноватых коллекторах, примеры которого представлены в [3] и приведены на рис. 4а и 4б. Возникновение псевдоограниченного режима в [3] связывается с наличием высокопроводящих трещин и низкопроницаемой матрицы. По мере дренирования пласта происходит истощение трещин, поток в которых до определенного времени не восполняется притоком из матрицы. В таком случае можно сделать вывод, что наблюдаемое впоследствии формирование «горба» производной связано с достижением более удаленной проницаемой зоны. В свою очередь, высокая проницаемость этой зоны может быть связана с системой мелких трещин, наличие которых приводит к увеличению интегральной проницаемости системы, а не к формированию специфических откликов [3].





**Рис. 4.** Результаты анализа особенностей КВД-2 на примерах откликов с  $i = 1$ :

а – диагностический график КВД для вертикальной скважины в трещиноватом вулканогенном коллекторе;

б – график производной Бурде для КВД на скважине в трещиноватом коллекторе

**Fig. 4.** Results of the feature analysis for PBU-2 by the examples of responses with  $i = 1$ :

а – diagnostic plot for PBU on a vertical well in a fractured volcanic reservoir;

б – Bourdet derivative for PBU on a well in a fractured reservoir

Источник: адаптировано из [3]

Source: adapted from [3]

Результаты оценки радиуса исследования по времени окончания характерных режимов дают значения: для линейного режима –  $R_{иссл.} = 22$  м, для псевдостационарного режима –  $R_{иссл.} = 51$  м, для начала снижения производной  $R_{иссл.} = 99$  м. Как видно, размер зоны высокопроводящих трещин снизился по отношению к предыдущему замеру КВД. Это может объясняться как вышеупомянутым искажением замера КВД-1, так и результатом переформирования системы трещин после первой стадии геомеханического воздействия.

Диагностический график КВД-3 представлен на рис. 5. По нему, аналогично КВД-2, также отмечается низкая величина скин-фактора и непродолжительное ВСС. Однако после этого производная приобретает прямолинейный вид с наклоном  $i \approx 2/3$ , доминирующим на протяжении

2,5 л.ц.: с  $\sim 0,3$  ч по 40 ч. По окончании данного режима на производной формируется горизонтальный участок с двумя периодами осцилляции, после которых, через  $\sim 300$  ч замера, происходит выход на финальный горизонтальный участок. Окончание режима с наклоном  $i \approx 2/3$  соответствует радиусу исследования  $R_{иссл.} = 45$  м, выход на финальный горизонтальный участок происходит при  $R_{иссл.} = 122$  м.

Аналогично предыдущей КВД, наклон  $i = 2/3$  не входит в число «стандартных» наклонов, встречаемых в теории и практике ГДИ, или более «экзотических» наклонов из работы [3]. Тем не менее, примеры описания такого наклона также встречаются в литературе [14, 15]. Такой же наклон обнаруживается в работе [8], где приводится пример воспроизведения модели трещин на основе комплексирования ГДИ с данными керн, микроимиджера и сеймики.



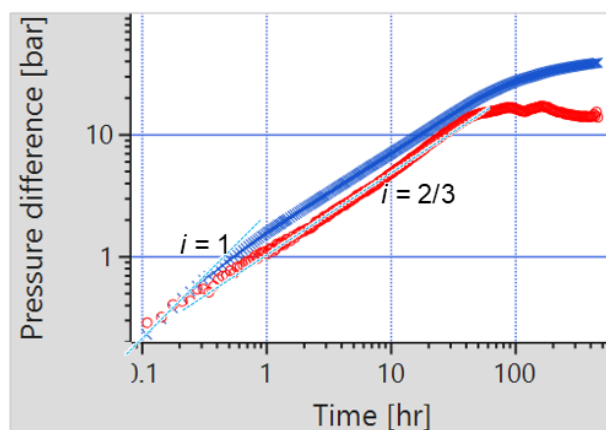


Рис. 5. Диагностический график КВД-3

Fig. 5. Diagnostic plot for PBU-3

Источник: разработано авторами с использованием данных [9]

Source: developed by the authors using data from [9]

Соответствующий диагностический график двух КВД представлен на рис. 6, замер которых производился до (зеленая линия) и после (коричневая линия) соляно-кислотной обработки (СКО). Как видно, по результатам СКО наблюдается изменение характера поведения кривой. Аналогично

КВД-2 (см. рис. 3), отмечается снижение скин-фактора и длительности ВСС, благодаря чему КВД после СКО практически мгновенно выходит на длительно доминирующий линейный режим, который показывает совпадение с исходной КВД в интервале от ~0,1 ч до ~0,3 ч.

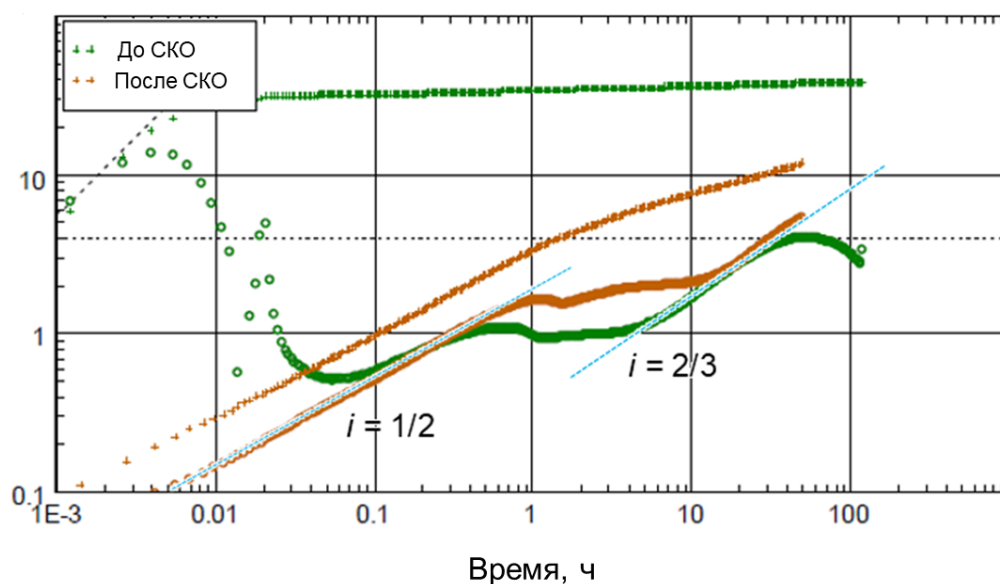


Рис. 6. Результаты анализа особенностей КВД-3 на примере КВД с участком наклона производной  $i = 2/3$

Fig. 6. Results of the feature analysis for PBU-3 by the example of PBU with a section of derivative slope  $i = 2/3$

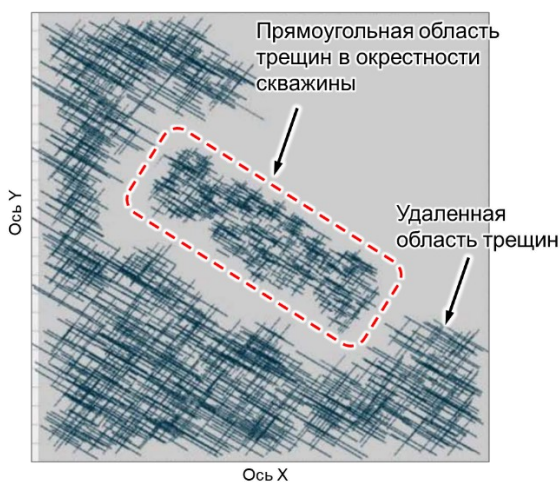
Источник: адаптировано из [8]

Source: adapted from [8]

Другое совпадение кривые показывают на конечном участке замера, где производная демонстрирует линейный рост с  $i = 2/3$ . Авторы работы [8] этот режим не выделяют, связывая такое поведение «с существенным уменьшением эффективной проницаемости, обусловленной уменьшением интенсивности и/или проводимости трещин». Также по обеим кривым отмечается интервал выпол-

живания производной по окончанию линейного течения, который в работе связывается с формированием радиального режима.

На рис. 7 представлены результаты реализации модели трещиноватости в работе [8], обеспечившей наилучшую настройку модельной КВД на фактические данные диагностического графика до обработки призабойной зоны пласта.



**Рис. 7.** Результаты анализа особенностей КВД-3 на примере построения модели трещиноватости

**Fig. 7.** Results of the feature analysis for PBU-3 by the example of fracture modeling

Источник: адаптировано из [8]

Source: adapted from [8]

На рисунке выделяются две области, не связанные напрямую друг с другом: область в непосредственной близости от забоя исследуемой скважины и окружающая ее удаленная область. Можно заметить, что область трещиноватости в непосредственной близости от скважины характеризуется прямоугольной формой.

Отсюда возможны следующие предположения о взаимосвязи между проявлением откликов на КВД до СКО с особенностью работы системы трещин (см. рис. 6 и 7):

1) наклон производной  $i = 1/2$  – формирование участка линейного течения,

связанного с потоком флюида вдоль трещин к забою скважины;

2) наклон производной  $i = 0$  – начало работы системы трещин как одномерной среды с формированием радиального режима;

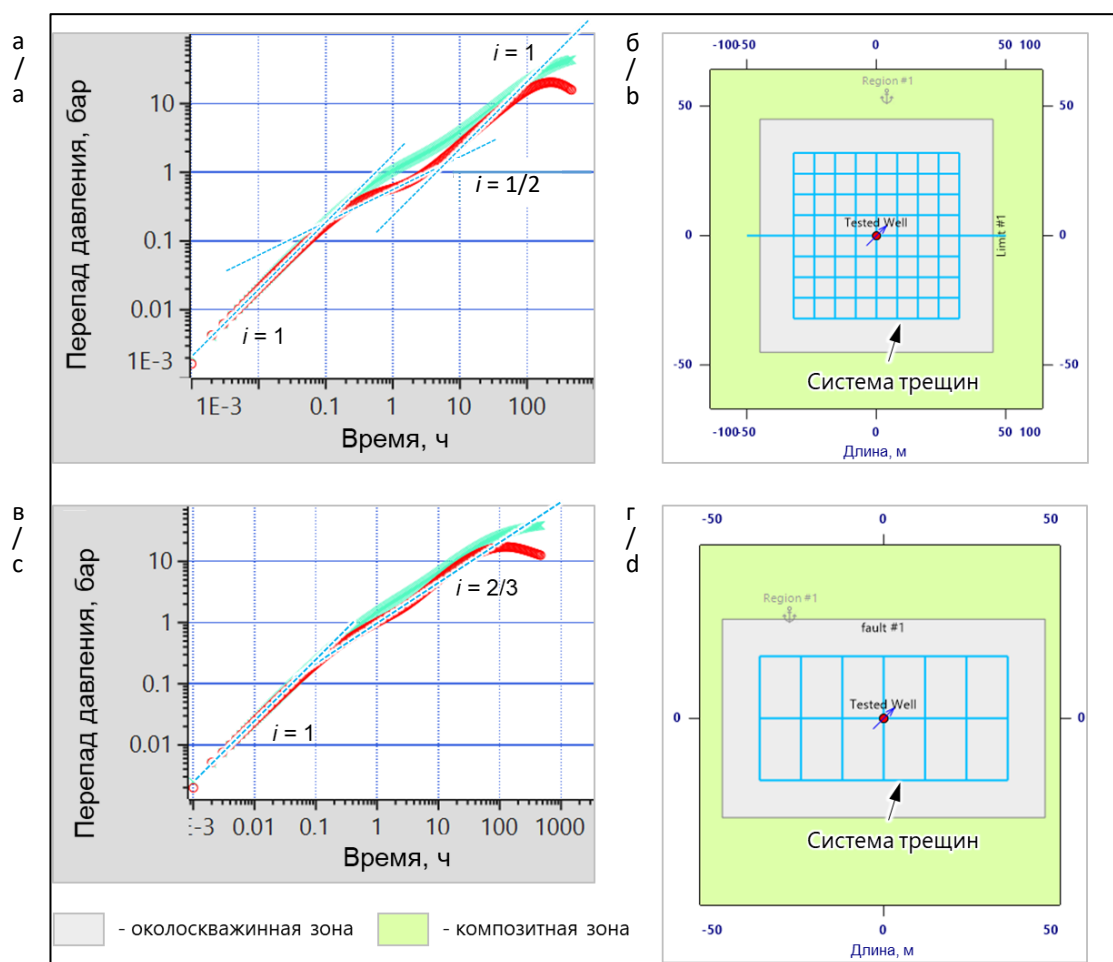
3) наклон производной  $i = 2/3$  – достижение границ системы трещин, начало притока из матрицы, влияние прямоугольной конфигурации системы трещин;

4) начало падения производной – достижение удаленной окружающей зоны трещиноватости, отразившееся в виде увеличения проницаемости, что аналогично поведению, наблюдаемому по КВД-2 (см. рис. 3).

### Результаты численного моделирования

Выдвинутые ранее предположения о природе откликов КВД-2 и КВД-3 можно аналогичным образом проверить путем их воспроизведения с использованием DFN-моделей. Результаты представлены на рис. 8. На рис. 8а и 8в показаны диагностические графики модельных КВД-2 и КВД-3 соответственно, на рис. 8б и 8г – соответствующие им конфигурации явно заданных трещин. Как видно, модельные

кривые почти идентичны фактическим кривым. При этом в отсутствие специальных исследований, анализируемые КВД воспроизводились путем задания системы трещин со строгой геометрической формой. Для КВД-2 система трещин представлена квадратом размером 30 на 30 м, для КВД-3 – прямоугольником размером 30 на 15 м. Помимо формы области, КВД-2 отличается от КВД-3 более плотной сеткой трещин. В обоих случаях трещины пересекают скважину.



**Рис. 8.** Результаты воспроизведения КВД с помощью модели явных трещин: а – диагностический график модельной КВД-2; б – модель системы трещин КВД-2; в – диагностический график модельной КВД-3; г – модель системы трещин КВД-3

**Fig. 8.** Results of PBU matching using the explicit fracture model: а – diagnostic plot of the simulated PBU-2; б – model of the fracture system for PBU-2; в – diagnostic plot of the simulated PBU-3; г – model of the fracture system for PBU-3

Для воспроизведения позднего выхода на радиальный режим для обеих моделей потребовалось задание композитной зоны пласта, характеризующейся более высокой проницаемостью (зеленая зона на рис. 8б и 8г), чем зона расположения скважины и трещин (серая зона). В случае КВД-2 композитная зона расположена на расстоянии 45 м от скважины, КВД-3 – на расстоянии 24 м и 38 м. Как видно, полученные размеры области трещиноватости и композитной зоны разумно соотносятся с приведенными выше оценками радиусов исследования по периодам проявления характерных участков на фактических КВД. Значение проницаемости в серой зоне для КВД-2 составило 2 мД, для КВД-3 – 5 мД. При этом в случае КВД-2 вероятно, что в этот период некоторые трещины достигали высокопроницаемой зоны, так как наилучшее воспроизведение отклика было получено, когда центральная трещина пересекла композитную зону (рис. 8в).

Необходимо заметить, что полученные конфигурации зон трещиноватости могут быть не единственным вариантом интерпретационных моделей для рассматриваемых КВД. Но они позволяют проследить ключевые особенности изменения параметров трещинной системы в результате реализации циклического геомеханического воздействия на скважине. Отсюда становится возможным выявить следующие закономерности изменения системы трещин на различных этапах ЦГВ:

1) до начала воздействия система характеризовалась наличием развитых трещин и зоной с повышенной проницаемостью в удалении от скважины (уплотнение вблизи скважины можно связать с влиянием депрессии при предшествующей эксплуатации);

2) после отработки на режиме максимальной депрессии вокруг скважины произошло дополнительное уплотнение

породы, обусловившее образование низкопроницаемой зоны, внутри которой сформировалась интенсивная система трещин; часть из них достигла удаленной высокопроницаемой зоны;

3) по результатам закачки произошло преобразование системы явных трещин с изменением ее геометрической формы и плотности, а также раскрытие более мелких трещин в низкопроницаемой зоне, вызвавшее увеличение ее проницаемости.

Таким образом, с помощью детального изучения характера проявления системы трещин на диагностических графиках КВД и его сопоставления с аналогичными примерами, встречающимися в литературе, удалось получить более полное понимание влияния выполненного ЦГВ на изменение состояния системы «пласт–скважина».

### Заключение

В статье представлены подходы, расширяющие информативные возможности гидродинамических исследований как метода контроля изменчивости трещиноватости при проведении повторных исследований.

Приведенный пример скважины с выполненным циклическим геомеханическим воздействием показывает наличие системы явных трещин и отсутствие признаков порово-трещинного поведения. Это согласуется с литературными данными и подтверждает вывод, что при анализе результатов исследований трещиноватых коллекторов необходимо руководствоваться комплексным подходом к диагностике откликов и отслеживанию их динамики при выполнении повторных замеров. Таким образом, появляется возможность получения максимального количества информации для контроля структурного изменения трещиноватости при эксплуатации скважин и реализации специальных методов воздействия, таких как рассмотренный метод ЦГВ.

**Вклад авторов**

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

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

**Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Список источников**

1. *Кременецкий М.И., Инатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
2. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
3. *Kuchuk F., Biryukov D.* Transient 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-MS. <https://doi.org/10.2118/158096-MS>
4. *Stewart G.* Well Test Design and Analysis. Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.
5. *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>
6. *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>
7. *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
8. *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>
9. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев 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>
10. *Bourdet D.* Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
11. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И. и др.* Оценка динамики добычных 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>

12. *Абрамов Т.А., Индрунский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадialного режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276, Вып. 2. С. 29–48. EDN: GOYQFR

13. *Malallah A., Nashawi I.S., Algharaib M.* A comprehensive analysis of transient rate and rate derivative data of an oil well intercepted by infinite-conductivity hydraulic fracture in closed systems // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 805–822. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01732-0>

14. *Apte S.S., Lee W.J.* Elliptical flow regimes in horizontal wells with multiple hydraulic fractures // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA, 24–26 January 2017. Paper SPE-184856-MS. <https://doi.org/10.2118/184856-MS>

15. *Apte S.S., Lee W.J.* Transitional flow regimes in multi-fractured horizontal wells // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 1–3 August 2016. Paper URTeC 2460016-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2460016>

#### **Информация об авторах**

*Тимур Алексеевич Абрамов* – инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5671-4440, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: [abramov-ta@mail.ru](mailto:abramov-ta@mail.ru)

*Илья Михайлович Индрунский* – 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)

**Поступила в редакцию 08.06.2025**

**Принята к публикации 12.09.2025**

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

Original article

### On the possibility of assessing changes in the fracture structure using repeated well tests when implementing geomechanical treatment methods in carbonate reservoirs

Timur A. Abramov ✉, Ilya M. Indrupskiy

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

**Abstract.** *Background.* The results of well tests in fractured oil and gas reservoirs are characterized by a wide range of responses on the diagnostic plot of the pressure derivative. Detailing of the responses makes it possible to evaluate the fracture structure and its variability during well operation and due to well interventions. *Objective.* To assess the nature of changes in the fracture structure of a carbonate reservoir at different stages of the cyclic geomechanical treatment. *Materials and methods.* Fractured oil and gas reservoirs. Interpretation methods, analytical and numerical simulation of pressure buildup curves. Comparison with literature data. *Results.* Based on the analysis of actual well test results, their comparison with literature data and model simulations, the possibility is justified to analyze changes in the fracture structure when applying geomechanical treatment methods. As an example, interpretation of pressure buildups recorded at different stages of the cyclic geomechanical treatment on a carbonate reservoir is considered. The use of an integrated methodology made it possible to assess the nature of changes in the extent of developing fracture zones and their structure. *Conclusions.* An integrated approach to performing and interpreting well tests in fractured reservoirs, detailing responses and assessing their changes based on repeated test data, enables monitoring of the fracture structure during well operation and after well interventions.

**Keywords:** well tests, pressure buildups, diagnostic plot, fractured reservoir, cyclic geomechanical treatment, explicit fractures, DFN model

**Funding:** the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

**For citation:** 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.).

---

✉ Timur A. Abramov, [abramov-ta@mail.ru](mailto:abramov-ta@mail.ru)

© Abramov T.A., Indrupskiy I.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.



**Author contributions**

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

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

**Conflict of interests**

The authors declare no conflict of interests.

**References**

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 2. *The Role of Well Testing and Production Logging in Reservoir Development*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
2. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
3. Kuchuk F., Biryukov D. Transient 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>
4. Stewart G. *Well Test Design and Analysis*. Tulsa, OK: PennWell Corporation, 2011. 1484 p.
5. 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>
6. 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>
7. 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.).
8. 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>
9. Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N. et al. Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical treatment on a Tournaisian carbonate reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 262. P. 581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
10. Bourdet D. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
11. 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>

12. 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.
13. Malallah A., Nashawi I.S., Algharaib M. A comprehensive analysis of transient rate and rate derivative data of an oil well intercepted by infinite-conductivity hydraulic fracture in closed systems. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2024. Vol. 14, No. 3. P. 805–822. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01732-0>
14. Apte S.S., Lee W.J. Elliptical flow regimes in horizontal wells with multiple hydraulic fractures. In: *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*, The Woodlands, Texas, USA, 24–26 January 2017. Paper SPE-184856-MS. <https://doi.org/10.2118/184856-MS>
15. Apte S.S., Lee W.J. Transitional flow regimes in multi-fractured horizontal wells. In: *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, USA, 1–3 August 2016. Paper URTeC 2460016-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2016-2460016>

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

*Timur A. Abramov* – Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: [abramov-ta@mail.ru](mailto:abramov-ta@mail.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)

**Received 8 June 2025**

**Accepted 12 September 2025**