

# ПРИМЕНЕНИЕ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГДИС ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

С.В. Туленков<sup>1,\*</sup>, С.В. Туленкова<sup>1</sup>, Д.М. Мамонов<sup>1</sup>, А.В. Новиков<sup>1</sup>, Е.Н. Орехов<sup>1</sup>,  
Ю.А. Захаржевский<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

<sup>2</sup>АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», РФ, Новый Уренгой

**Электронный адрес:** svtulenkov2@tnnc.rosneft.ru

**Введение и цель.** Важной задачей при оценке геолого-технических мероприятий (ГРП, повторный ГРП), оценке состояния трещины ГРП, энергетического состояния залежи и оценки объемов дренируемых запасов является обеспечение качественной входной информацией о системе «пласт–скважина». Для решения таких задач используются гидродинамические исследования скважин (ГДИС), длительность которых может быть ограничена как геологическими особенностями строения месторождения, так и экономическими факторами.

**Материалы и методы.** С целью повышения информативности исследований применяют альтернативные инструменты обработки данных ГДИС. Такие инструменты требуют применения перманентных систем контроля забойного давления и температуры, а также постоянно действующих устройств замера дебита скважин для корректного определения фракционного состава продукции (это могут быть стационарные мультифазные расходомеры (МФЗУ) или мобильные замерные комплексы). Одним из таких инструментов является деконволюция. Деконволюция преобразует ранее записанное забойное давление при изменяющемся дебите в динамику давления с постоянным дебитом, т.е. в кривую стабилизации давления (КСД) длительностью, равной всей истории работы скважины. Далее полученная кривая давления обрабатывается традиционными методами ГДИС.

**Результат.** В статье представлены примеры применения деконволюции на данных реальных скважин одного из ЛУ АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»

**Заключение.** Рекомендуется к использованию в условиях применимости.

**Ключевые слова:** ГРП, гидравлический разрыв пласта, гидродинамические исследования скважин, КВД, деконволюция, анализ данных добычи, забойные датчики давления, перманентные системы контроля, пластовое давление, продуктивность, радиальное/линейное течение, комплексирование

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Туленков С.В., Туленкова С.В., Мамонов Д.М., Новиков А.В., Орехов Е.Н., Захаржевский Ю.А. Применение деконволюции при интерпретации данных ГДИС газонасыщенных низкопроницаемых пластов Ачимовских отложений. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):6–13. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-6-13>

Статья поступила в редакцию 02.06.2025

Принята к публикации 25.07.2025

Опубликована 29.09.2025

APPLICATION OF DECONVOLUTION IN INTERPRETATION OF WELL TEST DATA OF GAS-SATURATED LOW-PERMEABILITY FORMATIONS OF THE ACHIMOV DEPOSITS

Stepan V. Tulenkov<sup>1,\*</sup>, Svetlana V. Tulenkova<sup>1</sup>, Dmitry M. Mamonov<sup>1</sup>, Alexander V. Novikov<sup>1</sup>,  
Evgeny N. Orekhov<sup>1</sup>, Yuri A. Zakharzhevsky<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tyumen Petroleum Research Center, RF, Tyumen

<sup>2</sup>ROSPAN INTERNATIONAL, RF, Novy Urengoy

**E-mail:** svtulenkov2@tnnc.rosneft.ru

**Introduction and aim.** An important task in assessing well interventions (hydraulic fracturing, repeated hydraulic fracturing), assessing the state of hydraulic fractures, the energy state of the reservoir, and assessing the volumes of drained reserves is to provide high-quality input information about the “reservoir–wellbore” system. To solve such problems, well testing is used, the duration of which can be limited by both geological features of the field structure and economic factors.

**Materials and methods.** In order to increase the information content of the studies, alternative tools for processing well testing data are used. Such tools require the use of permanent bottomhole pressure and temperature monitoring systems, as well as permanent well flowmeters for correct determination of the well stream fractional composition (these can be stationary multiphase flow meters or mobile metering complexes). One of such tools is deconvolution. Deconvolution converts previously recorded bottomhole pressure at a changing rate into a constant-rate pressure profile, i.e. into a pressure level-off curve with a duration equal to

the entire well operation history. The resulting pressure curve is then processed using traditional well testing methods, including changes in gas properties.

**Results.** The paper describes examples of applying deconvolution on real well data from one of the ROSPAN INTERNATIONAL license blocks.

**Conclusion.** Recommended for use under applicable conditions.

**Keywords:** hydraulic fracturing, well testing, pressure build-up, deconvolution, production data analysis (PDA), downhole pressure sensors, permanent monitoring systems, formation pressure, productivity, radial/linear flow, integration

**Conflict of interest:** the authors declare that there is no conflict of interest.

**For citation:** Tulenkov S.V., Tulenkova S.V., Mamonov D.M., Novikov A.V., Orekhov E.N., Zakharzhevsky Yu.A. Application of deconvolution in interpretation of well test data of gas-saturated low-permeability formations of the Achimov deposits. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):6–13. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-6-13>

Manuscript received 02.06.2025

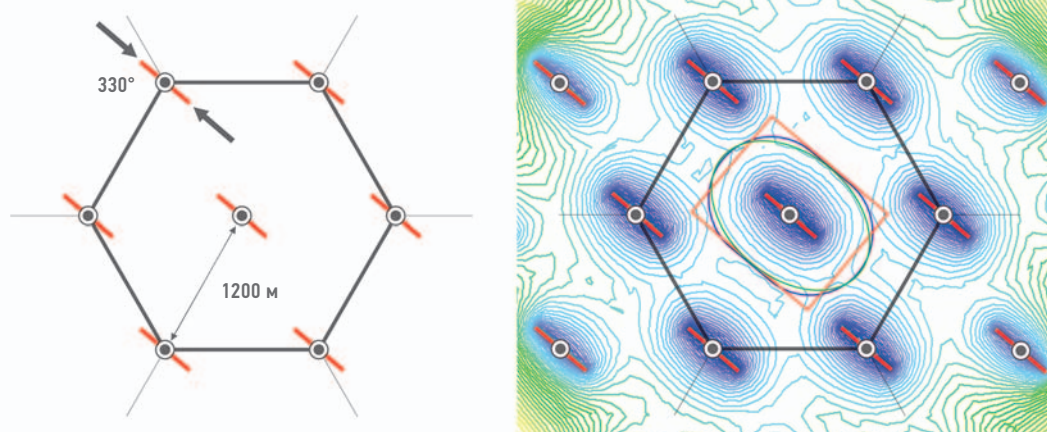
Accepted 25.07.2025

Published 29.09.2025

## ВВЕДЕНИЕ

Газоконденсатные залежи Ачимовских отложений Уренгойского месторождения в пределах лицензионного участка, разрабатываемых АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС): проницаемость 0,1–0,3 мД, пористость — 12–15%. Особенностью рассматриваемых отложений является наличие зон аномально высоких пластовых давлений с коэффициентом аномальности 1,7–1,75, при пластовой температуре 100–109 °С. Скважины размещены по треугольной сетке с расстоянием между забоями скважин 1200 м (рис. 1) и имеют S-образный профиль с вертикальным входом в пласт. В связи с низкими ФЕС процесс заканчивания скважины предусматривает проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП), в результате которого образуется трещина гидравлического разрыва пласта с полудлиной от 250 до 300 м и азимутальным

распространением ~330° с северо-запада на юго-восток вдоль направления максимального стресса  $s_{max}$ , определенного по результатам азимутального электрического микроимиджера (при повторном ГРП направление трещины может измениться). Результаты численного моделирования показали, что в таких условиях и при выдержанности коллектора, относительно равной производительности исследуемой скважины (на рисунке в центре) и скважин окружения, форма дренирования приблизительно будет соответствовать эллипсу с возможностью аппроксимации до прямоугольника [1, 2]. Прямоугольник будет ориентирован вдоль направления распространения трещины ГРП и иметь расстояние от непроницаемых стенок до оси скважины ~300–450 м и ~450–800 м. Результаты обработки деконволюционных кривых соответствуют этим допущениям и дают количественную оценку в условиях сходимости деконволюционной кривой и решения уравнения сжимаемости. Применение



**Рис. 1.** Элемент системы разработки с геометрией формы дренирования. Составлено авторами  
**Fig. 1.** An element of the drainage system with a geometry of the drainage shape Prepared by the authors

деконволюции позволило подтвердить представление о форме зоны дренирования и объеме дренирования связанных запасов, рассчитать энергетику, с большей уверенностью определять уровень радиального течения, отслеживать динамику изменения параметров трещины ГРП. Использование деконволюции позволило выработать критерии ее качества в условиях описанной системы разработки.

ДЛЯ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРЕЩИН ГРП, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖИ И ОЦЕНКИ ОБЪЕМОВ ДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ГДИС С ПОМОЩЬЮ ДЕКОНВОЛЮЦИИ.

### ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РЕЗУЛЬТАТ ОЦЕНКИ

Применение деконволюции требует задания достоверной величины начального пластового давления на момент ввода скважины в добычу (на начало истории работы скважины). Эксперименты показали, что его абсолютное значение сильно влияет на поведение деконволюционной кривой. На рис. 2 проиллюстрированы вариации

модельной производной деконволюционной кривой при различных значениях начального пластового давления.

Видно, что вид производных меняется значительно и это оказывает свое влияние на определение гидропроводности пласта, а далее и объемов вовлеченных дренируемых запасов. Анализ влияния выбора пластового давления показал, что в указанных выше условиях ошибка в определении давления на 1% приводит к ошибке в определении проницаемости до ~30%, связанного порового объема до ~10%.

Оценку начального пластового давления можно получить на основе прямого замера, на основе интерпретации данных ГРП, на основе обработки данных кривой, записанной непосредственно после ввода скважины в эксплуатацию. Также оценку начального давления можно получить на основе обратной свертки по разным доверительным интервалам (периодам КВД) [3, 4, 5]. При этом правильной оценкой давления считается та, при которой деконволютированные производные максимально идентичны. На практике указанный способ оценки показал свою работоспособность, но потребовал длительного перебора пластового давления. В случае если по доверительным интервалам начальное давление не определяется, применять деконволюцию следует с осторожностью (либо вообще отказаться применять), т.к. выполняются не все условия ее применимости.

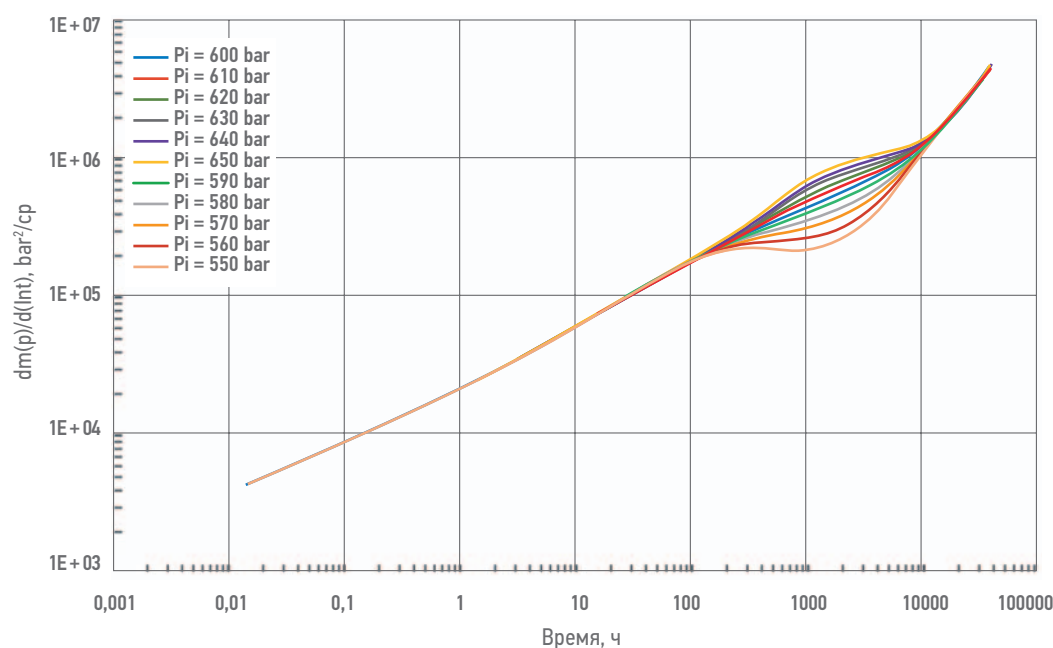


Рис. 2. Поведение производной деконволюции для различных значений начального пластового давления.  
Составлено авторами  
Fig. 2. Behavior of the deconvolution derivative for different values of the initial reservoir pressure.  
Prepared by the authors

## ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ ГАЗА НА ОЦЕНКУ СВЯЗАННОГО ПОРОВОГО ОБЪЕМА

Система разработки, представленная на рис. 1, определяет форму и размер зоны дренирования. В условиях интерференции форма и размер зоны дренирования ограничены депрессионными воронками соседних скважин. При неизменности режимов работы скважин зону дренирования можно считать постоянной во времени с конечным объемом запасов и условием непроницаемости на ее границе. Это, в свою очередь, позволяет рассчитывать динамику пластового давления (на псевдоустановившемся режиме) в зоне дренирования и охарактеризовать текущую энергетику элемента разработки в связанных запасах. Расчеты (рис. 3) показывают, как будет вести себя забойное давление без/с учетом изменения вязкости, сжимаемости газа при истощении в одной и той же зоне дренирования. Видно, что динамика расчетного забойного давления с учетом изменения свойств газа соответствует фактическим замерам ввиду реального увеличения сжимаемости газа при снижении пластового давления в зоне отбора. Отсюда следует, что игнорирование изменения свойств газа при истощении приводит к неверному определению объема дренирования [6, 7]. Расчеты показали, что постоянные

свойства газа возможно применять при снижении пластового давления в зоне дренирования не более чем на 70 бар. В иных случаях расчет объема зоны дренирования без учета изменения свойств газа приводит к значительной ошибке и может достигать 27%.

## УТОЧНЕНИЕ ЗОНЫ ДРЕНИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ДЕКОНВОЛЮЦИИ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ. СТРАТЕГИЯ ГДИС

Особенностью ГДИ скважин Ачимовских отложений ЛУ АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» является отсутствие выхода на радиальное течение. Это объясняется геометрией расположения скважин в элементе разработки, наличием трещин ГРП, направлением их распространения, расстоянием между ними, а также физическими основами формирования радиального течения для скважин с ГРП. Расчеты указывают, что для выхода скважины на радиальный режим течения необходима длительность ГДИ, равная радиусу исследования, в 4–4,5 раза больше полной длины трещины ГРП. Учитывая расстояние между скважинами 1200 м, а между трещинами от 720 до 1200 м, при полной длине трещины ГРП 250–300 м, выход скважины на радиальное течение невозможен, т.к. с вероятностью

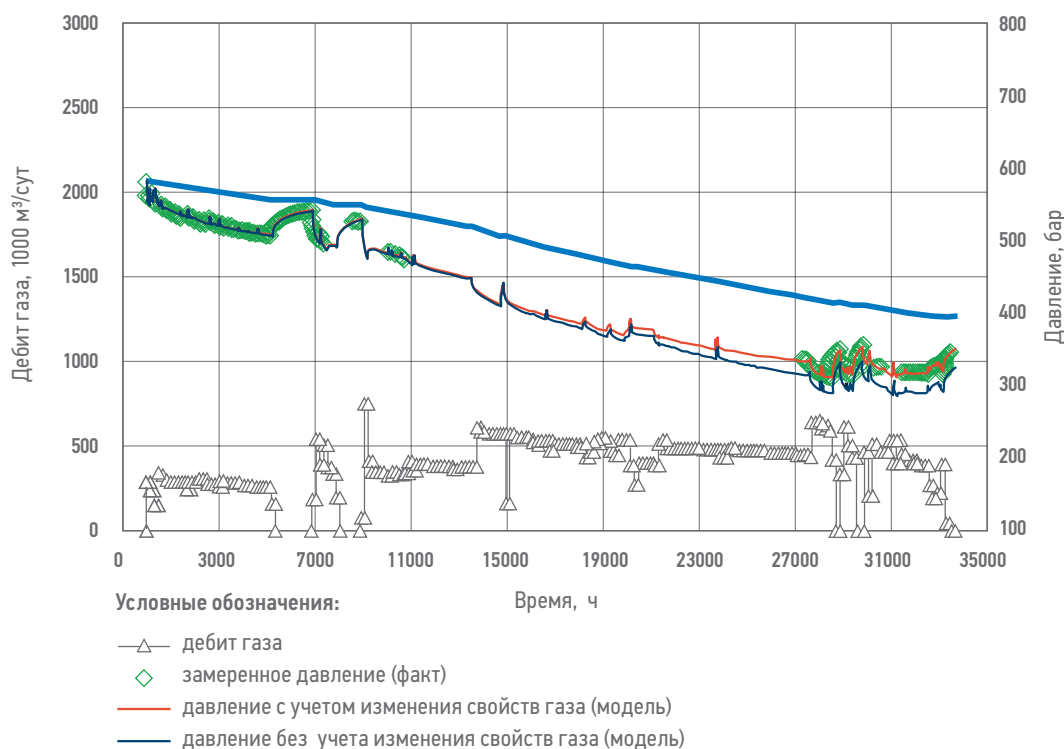


Рис. 3. Поведение динамики забойного давления с учетом/без изменения вязкости, сжимаемости при неизменном объеме дренирования. Составлено авторами

Fig. 3. Behavior of bottom-hole pressure dynamics with/without changes in viscosity and compressibility, and constant drainage volume. Prepared by the authors

100% его развитие будет остановлено депрессионными воронками соседних скважин. Дополнительно столь длительная остановка для прямой записи КВД несет значительные потери в добыче. По этой причине применение таких инструментов, как деконволюция, и особенно в комплексировании с инструментами анализа данных добычи, кривой восстановления давления (КВД), становится актуальным. Комплексирование этих инструментов позволяет сформировать стратегию ГДИС. Для вновь введенных скважин в течение первого года эксплуатации скважины выполняется первичный эталонный комплекс ГДИС, включающий индикаторную диаграмму (ИД) на 4 режима прямого хода и последующий замер КВД длительностью не более 10 сут. Десять суток закрытия на КВД обосновывается достаточностью для записи 70–80% достоверного, ничем не «экранированного» линейного течения к трещине ГРП (билинейное «экранировано» влияние ствола скважины. Целью первичного эталонного комплекса ГДИС является оценка стартовых свойств системы «пласт–скважина» с последующим уточнением гидропроводности пласта по наиболее информативной в этом отношении производной деконволюционной кривой. Далее с привлечением дополнительных данных от технических остановок скважины длительностью от 30 ч через 1–2 года работы скважины формируется производная деконволюционной кривой для оценки формы дренирования и объема связанных запасов, остаточной энергетики. Повторный традиционный комплекс ГДИС (ИД+КВД) выполняется только по необходимости, а именно в случае спонтанного

изменения продуктивности, с целью понимания причин, а также в случае оценки эффекта геолого-технологических мероприятий, капитальных и текущих ремонтов скважин. Деконволюционные кривые, сформированные через 1–2 года работы скважин, отражают интересный результат. Во-первых, они прошли верификацию на повторяемость отклика от разных референсных периодов на псевдоустановившемся режиме фильтрации для одного и того же принятого начального пластового давления, снятого с манометра, на момент ввода скважины. Во-вторых, прошли главную верификацию на основе возможности воспроизведения пластового отклика на всем рассматриваемом периоде работы скважины без изменения параметров модели скважины ( $kh$ ,  $sd$ ,  $ds/dq$ ,  $sd(t)$   $X_f$ ,  $F_c$ ), формы и объема дренирования. **Рис. 4** демонстрирует сходимость модели, обоснованной по деконволюционной кривой, с фактическими данными для одной из скважин и указывает на максимальную ошибку в 7,8% при средневзвешенной за весь период наблюдений не более 1,2%. Средневзвешенный процент ошибки по всей выборке обработанных скважин составляет не более 5%. Скважины с большей ошибкой (8–12%) показывают значительную изменчивость референсных производных КВД в период билинейного течения, что свидетельствует о смене проводимости трещин ГРП и нарушении условия применимости деконволюции. Верифицированные деконволюционные кривые позволили убедиться в качестве воспроизведения пластового отклика. Кроме этого, важным результатом является

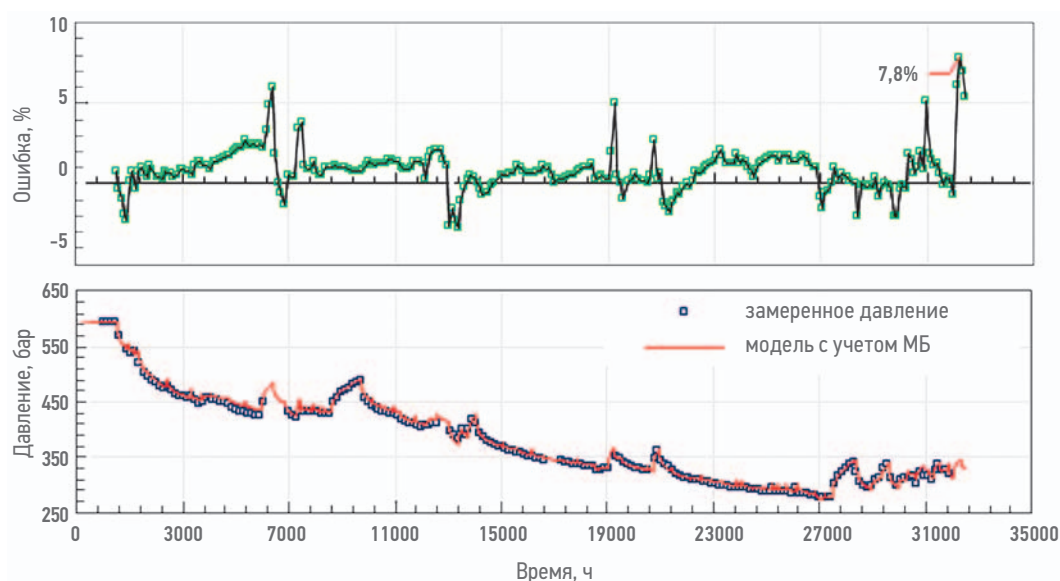


Рис. 4. График адаптации истории давления с указанием относительной ошибки. Составлено авторами  
Fig. 4. Pressure history adaptation graph with relative error indication Prepared by the authors

возможность говорить о характере взаимодействия скважин между собой депрессионными воронками с формированием отдельных зон дренирования. Об этом свидетельствует воспроизведение пластового отклика для скважин одного куста (рис. 5). Деконволюционные кривые показали сходство гидропроводности пласта, полудлины трещины ГРП и ее проводимости, что подтверждается результатами геологического моделирования и результатами регрессионного анализа данных ГРП. Кроме этого, кривые на рис. 5 показывают, что одна из скважин находится в замкнутой зоне дренирования с ограниченными запасами, а вторая ограничена влиянием только с двух сторон. Данное заключение также подтверждается: первая скважина находится в центре элемента разработки и окружена работающими добывающими скважинами, вторая скважина — крайняя, зона дренирования вытянута в направлении неразбуренной части пласта.

Рис. 6 описывает сопоставление деконволюционных кривых скважин, которые находятся в разных частях ЛУ, при этом характеризуются различными величинами проводимости пласта и имеют несопоставимые полудлины трещин ГРП. Зоны дренирования указанных скважин также различаются и соответствуют локализации скважин: одна скважина крайняя, вторая находится в центре элемента разработки с неравными дебитами скважин окружения. Из 6 скважин окружения выделяются 4 скважины с большими дебитами, которые своими воронками сжимают зону дренирования исследуемой скважины в двух направлениях (с севера и юга), что соответствует черной кривой с вытянутой зоной дренирования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Деконволюционные кривые имеют длительность, равную истории эксплуатации скважины, в случае если ее продуктивность существенно не менялась. Позволяют рассмотреть работу скважины на псевдоустановившихся режимах фильтрации.

Условием применимости производных деконволюции является ее верификация, которая должна обеспечивать высокую сходимость с фактическими замерами давления без изменения свойств модели и обеспечивать стабильность кривых для разных референсных периодов.

Применение деконволюции позволило с большей уверенностью говорить об уровне радиального течения и с его учетом охарактеризовать динамику свойств трещины ГРП

по историческим КВД. Сделать вывод о практической неизменности полудлины трещины ГРП в течение первых 7 лет работы скважины. Оконтуривание зон дренирования исследуемых скважин позволило рассчитать объемы остаточных дренируемых запасов и охарактеризовать энергетическое состояние, уточнить карты пластовых давлений.

Анализ результатов позволил однозначно убедиться в работоспособности инструмента деконволюции в условиях низкопроницаемых газовых коллекторов, выработать стратегию ГДИС с учетом его применения на объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ».

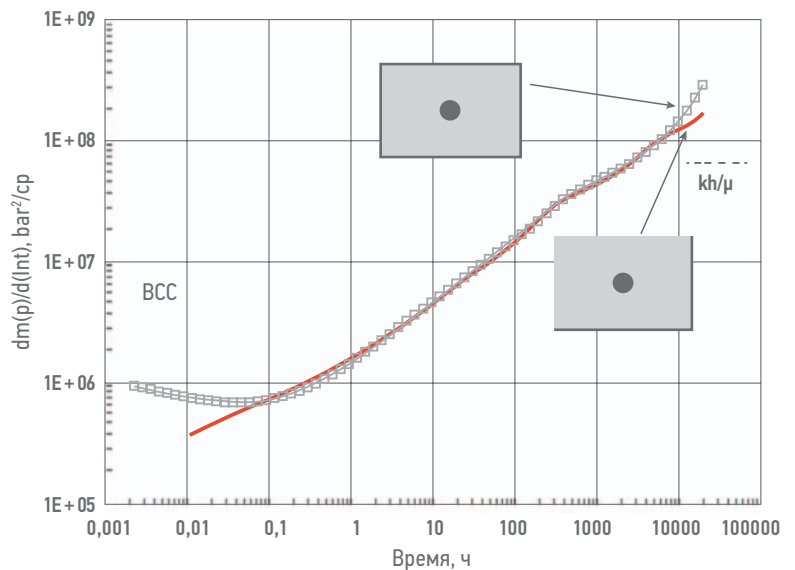


Рис. 5. Производная деконволюции для скважин одного куста с идентичным  $kh$ ,  $X_f$  и различными областями дренирования. Составлено авторами

Fig. 5. Deconvolution derivative for wells in one cluster with identical  $kh$ ,  $X_f$  and different drainage areas. Prepared by the authors

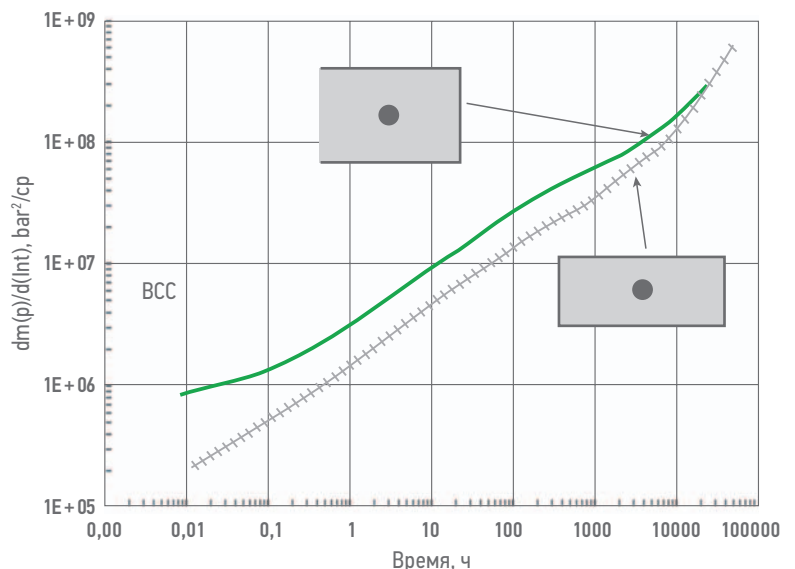


Рис. 6. Производная деконволюции для скважин разных кустов, разных  $kh$ ,  $X_f$  и различными областями дренирования. Составлено авторами

Fig. 6. Deconvolution derivative for wells of different clusters, different  $kh$ ,  $X_f$  and different drainage areas. Prepared by the authors

## Список литературы

1. Туленков С.В., Туленкова С.В., Мамонов Д.М., Ромашкин С.В., Захаржевский Ю.А. Апробация деконволюции при интерпретации данных ГДИ скважин с ГРП газонасыщенных низкопроницаемых ачимовских отложений // Российское газовое общество. — 2024. — № 3(45). — С. 103–109.
2. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Бабаевский А.В. и др. Методика применения численного гидродинамического моделирования при интерпретации кривых восстановления давления в сложных случаях // Инженерная практика. — 2013. — № 10. — С. 58–61.
3. Von Schroeter T., Hollaender F., Gringarten A.C. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem // SPE Journal. — 2004. — Vol. 9, no. 4. — Pp. 375–390.
4. Gringarten A.C. From Straight lines to Deconvolution: the Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis / Paper SPE 102079. Presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 24–27 September 2006 // SPEREE. — Feb. 2008. — No. 11–1. — Pp. 41–62.
5. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции — новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия: «Сложные системы: модели, анализ, управление». — 2017. — № 4. — С. 26–32.
6. Levitan M.M., Wilson M.R. Deconvolution of Pressure and Rate Data From Gas Reservoirs with Significant Pressure Depletion / Paper SPE 134261. Presented at the 2010 Annual Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September 2010, Deconvolution of Pressure and Rate Data from Gas Reservoirs with Significant Pressure Depletion // SPE Annual Technical Conference and Exhibition / OnePetro.
7. Levitan M.M. Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to Analysis of Real Well Tests // Paper SPE 84290. — 2003, Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to Analysis of Real Well Tests // SPE Annual Technical Conference and Exhibition / OnePetro.
8. Халзагаров М.П. Мультискважинная деконволюция и моделирование разработки для увеличения коэффициента охвата / Выпускная квалификационная работа магистра. — СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2019.

## References

1. Tulenkov S.V., Tulenkova S.V., Mamonov D.M., Romashkin S.V., Zakharzhevsky Yu.A. Testing deconvolution in interpreting well testing data from wells with hydraulic fracturing in gas-saturated low-permeable Achimov reservoirs. *Rossiyskoye gazovoye obshchestvo [Russian Gas community]*. 2024, no. 3(45), pp. 103–109. (In Russ.)
2. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Babaevsky A.V. et al. Methodology for using numerical flow simulation in interpreting pressure buildup curves in complex cases. *Inzhenernaya praktika [Engineering Practice]*. 2013, no. 10, pp. 58–61. (In Russ.)
3. Von Schroeter T., Hollaender F., Gringarten A.C. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem. *SPE Journal*, 2004, vol. 9, no. 4, pp. 375–390.
4. Gringarten A.C. From Straight lines to Deconvolution: the Evolution of the State of the art in Well Test Analysis, SPE paper 102079 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 24–27 September 2006. *SPEREE*. Feb. 2008, no. 11–1, pp. 41–62.
5. Gulyaev D.N., Batmanova O.V. Pulse-code interference testing and multiwell deconvolution algorithms — new technologies for measuring reservoir properties in the interwell space. *Bulletin of the Russian New University. Series: Complex Systems: Models, Analysis, Management*. 2017, no. 4, pp. 26–32. (In Russ.)
6. Levitan M.M., Wilson M.R. Deconvolution of Pressure and Rate Data From Gas Reservoirs with Significant Pressure Depletion. *SPE paper 134261*. Presented at the 2010 Annual Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19–22 September, 2010.
7. Levitan M.M. Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to Analysis of Real Well Tests. *SPE 84290*. 2003.
8. Halzagarov M.P. *Multiskvazhinnaya dekonvolutsiya i modelirovaniye razrabotki dlya uvelicheniya koeffitsiyenta okhvata [Multiwell deconvolution and development modeling to increase the sweep efficiency]* / Final Master's Qualifying Paper. — St. Petersburg: Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, 2019. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**С.В. Туленков** — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**С.В. Туленкова** — приняла участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Е.Н. Орехов** — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**А.В. Новиков** — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Stepan V. Tulenkov** — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Svetlana V. Tulenkova** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Evgeny N. Orekhov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Aleksander V. Novikov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Д.М. Мамонов** — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Ю.А. Захаржевский** — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

**Dmitry M. Mamonov** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

**Yuri A. Zakharzhevsky** — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

## **СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Степан Васильевич Туленков\*** — эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625000, Россия, г. Тюмень, Главпочтамт, а/я 747. E-mail: svtulenkov2@tnnc.rosneft.ru

**Светлана Васильевна Туленкова** — главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Евгений Николаевич Орехов** — заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Александр Вячеславович Новиков** — менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Дмитрий Михайлович Мамонов** — главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Юрий Александрович Захаржевский** — начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»

**Stepan V. Tulenkov\*** — Expert, Tyumen Petroleum Research Center, P.O. Box 747, Mail Post Office, 625000, Tyumen, Russia. E-mail: svtulenkov2@tnnc.rosneft.ru

**Svetlana V. Tulenkova** — Lead specialist, Tyumen Petroleum Research Center

**Evgeny N. Orekhov** — Deputy head of Division, Tyumen Petroleum Research Center

**Aleksander V. Novikov** — Manager, Tyumen Petroleum Research Center

**Dmitry M. Mamonov** — Lead specialist, Tyumen Petroleum Research Center

**Yuri A. Zakharzhevsky** — Department head, ROSPAN INTERNATIONAL

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author