



© Коллектив авторов,
2025



ДЕКОНВОЛЮЦИОННОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ КАК ОСНОВА СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММ МОНИТОРИНГА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, СНИЖАЮЩАЯ ПОТЕРИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.М. Асланян¹, А.В. Кибирев², В.В. Овчаров², А.Р. Аюпов³, Д.Н. Гуляев^{3,*}

¹ООО «Нафта колледж», РФ, Казань

²ООО «Газпромнефть-Заполярье», РФ, Тюмень

³ООО «Софойл», РФ, Казань

Электронный адрес: danila.gulyaev@sofoil.com

Введение. Распределение текущего пластового давления по площади залежи углеводородов является очень важным параметром, оказывающим сильное влияние на профиль добычи месторождения. В связи с этим мониторинг пластового давления на месторождениях является очень важной стандартной процедурой, которая, к сожалению, очень затратная для добывающих компаний из-за потерь добычи вследствие остановок скважин для проведения гидродинамических исследований.

Цель. Представить методологию и практический пример оценки пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции, проводимой на основе данных длительного мониторинга забойного давления и добычи группы скважин в процессе их эксплуатации.

Материалы и методы. Оценка пластового давления основана на построении многоскважинной модели взаимосвязи дебита и давления на исследуемом участке. Модель основана на свертке переходных характеристик, являющихся откликом давления на работу скважин с единичным дебитом, с историческими изменениями дебита скважин. Переходные характеристики подвергаются деконволюции на основе исторических записей забойного давления в скважинах. Деконволюционное пластовое давление использует методологию самопроверки, что означает, что она может проверять собственную достоверность во время добычи. В тот момент, когда рассчитанное забойное давление начинает существенно отличаться от исторических записей, необходимо повторить процесс деконволюции, начиная с этого исторического момента, и установить новый набор переходных характеристик для остальной части истории работы скважин.

Результаты. Разработана технология определения пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции без фактической остановки скважин.

Заключение. Деконволюционное пластовое давление как основа современных программ мониторинга позволяет снижать затраты добывающих компаний, предоставляя возможность в режиме реального времени прогнозировать значение пластового давления без потерь добычи.

Ключевые слова: мультискважинная деконволюция, мониторинг пластового давления, гидродинамические исследования, межскважинная интерференция, скин-фактор

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: для выполнения многоскважинной деконволюции и получения численных результатов мы используем программное обеспечение Полигон компании Поликод (<https://polykod.ru/>).

Для цитирования: Асланян А.М., Кибирев А.В., Овчаров В.В., Аюпов А.Р., Гуляев Д.Н. Деконволюционное пластовое давление как основа современных программ мониторинга пластового давления, снижающая потери добычи углеводородов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(2):39–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-39-48>

Статья поступила в редакцию 11.03.2025

Принята к публикации 01.04.2025

Опубликована 30.06.2025

DECONVOLUTION FORMATION PRESSURE AS THE BASIS OF THE MODERN PRESSURE SURVEY PROGRAM REDUCING PRODUCTION DEFERMENT

Artur M. Aslanyan¹, Artem V. Kibirev², Vladimir V. Ovcharov², Amir R. Ayupov³, Danila N. Gulyaev^{3,*}

¹Nafta College LLC, RF, Kazan

²Gazpromneft-Zapolyarye LLC, RF, Tumen

³Sofoil LLC, RF, Kazan

E-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Introduction. Energy distribution at a hydrocarbon pay is a very important part of reservoir development analysis with a strong impact on production performance. Estimating formation pressure across the field is a highly

important routine procedure which is unfortunately very costly due to production deferment during the well shut-in for pressure survey.

Goal. To provide the methodology and case study of the estimation of formation pressure based on deconvolution of the long-term permanent downhole pressure monitoring and its correlation with the offset wells production history.

Materials and methods. The formation pressure estimation is based on a multi-well pressure-rate relationship for a given group of wells. The pressure-rate model is based on convolution of pressure transient self-response and pressure transient cross-well responses with rate histories. The pressure transient responses are deconvolved for the historical records of permanent downhole pressure gauges. Deconvolution formation pressure is a self-validated methodology, which means it can check its own accuracy during well production. The moment a bottom-hole pressure from convolution pressure-rate model prediction starts deviates from historical records substantially one should repeat the deconvolution process from this historical moment onwards and provide the new set of model parameters for the rest of the production history.

Results. The technology has been developed for reservoir pressure evaluation using multi-well deconvolution without actual well shut-ins.

Conclusion. Deconvolutional formation pressure, as the basis of modern reservoir surveillance programs, allows operators to reduce costs by providing an opportunity to predict the value of reservoir pressure in real time without production deferment.

Keywords: multi-well deconvolution, reservoir pressure monitoring, pressure transient analysis, well interference, skin-factor

Acknowledgements: we use the Polygon software by Polycod LLC (<https://polycod.ru/>) to perform multiwell deconvolution and to obtain the numerical results.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Aslanyan A.M., Kibirev A.V., Ovcharov V.V., Ayupov A.R., Gulyaev D.N. Deconvolution formation pressure as the basis of the modern pressure survey program reducing production deferment. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(2):39–48. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-2-39-48>

Manuscript received 11.03.2025

Accepted 01.04.2025

Published 30.06.2025

ВВЕДЕНИЕ

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Анализируемое месторождение приурочено к куполовидной складке с углами наклона крыльев до 2°, размером 25х15 км, амплитудой 150 м. Месторождение является многопластовым, в данной работе авторы сфокусировали внимание на анализе работы скважин, вскрывающих песчано-алевролитовые шельфовые отложения неоконского возраста. Коллектор — поровый, средняя пористость 17%, проницаемость пласта — 20 мД. Разрабатываемые отложения находятся в подгазовой зоне поэтому депрессии скважин ограничены. Для получения экономически привлекательных дебитов принято решение о разбуривании залежи горизонтальными и многозабойными скважинами.

ЗАДАЧА ИССЛЕДОВАНИЯ

Месторождение находится на начальной стадии разработки, при этом пробуренные скважины не удается пока вывести на высокие уровни добычи. В связи с этим весьма актуальным является вопрос о причине такого уровня добычи:

- насколько это связано с диапазоном изменения пластового давления, на которое влияет расширение газовой шапки;
- насколько это связано с ростом кольматации призабойной зоны пласта или сокращением работающей длины горизонтального ствола, что сказывается на продуктивности добывающих скважин.

Для ответа на данные вопросы необходимо было:

- 1) оценить гидропроводность, проницаемость и другие свойства пласта в районе исследуемых скважин;
- 2) определить динамику коэффициента продуктивности и скин-фактора исследуемых скважин;
- 3) восстановить историю количественного влияния работы ближайших окружающих скважин на исследуемые скважины;
- 4) оценить изменение динамики пластового давления в районе исследуемых скважин.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Деконволюционное пластовое давление рассчитывается на основе мультискважинной деконволюции (МДКВ). Исходными данными послужили результаты длительного мониторинга забойного давления по выбранной

скважине, история ее работы и история работы всех окружающих скважин. Давление в скважине изменяется в следствии ее работы, а также работы окружающих скважин. Для количественного определения межскважинной интерференции используется математический алгоритм **мультискважинной деконволюции** [1–4]. Основным элементом, на котором базируется деконволюция, является **переходная характеристика** — это отклик давления в скважине на ее работу с единичным дебитом. Процедура деконволюции подбирает такие переходные характеристики скважин, при которых конволюция фактической истории работы скважин с их переходными характеристиками дает минимальные расхождения фактической и расчетной кривых забойного давления (1):

$$P_n(t) = P_{in} + \sum_{k=1}^N \sum_{\alpha=1}^{N_k} (q_k^\alpha - q_k^{\alpha-1}) p_{nk}^u(t - t_\alpha), \quad (1)$$

где $P_n(t)$ — давление на k -й скважине на произвольный момент времени; P_{in} — начальное давление на k -й скважине; q_k^α — дебит α -переходного режима на k -й скважине; $p_{nk}^u(t)$ — переходная характеристика в интервале между n -й и k -й скважинами; t_α — момент времени начала α -переходного режима на k -й скважине; N — число скважин, участвующих в поиске решения; N_k — число переходных режимов у k -й скважины.

При этом полагается, что:

- $q_k^{-1} = 0$ — для любой скважины $k = 1 \dots N$;
- $p_{nk}^u(t) = 0$ при $t < 0$ для любой пары скважин $n, k = 1 \dots N$.

Задача мультискважинной деконволюции заключается в нахождении N^2 функций $p_{nk}^u(t)$ и N функций $P_n(t)$ по известной истории изменения дебитов и давлений $\{P_n(t), \{q_k^\alpha\}_{\alpha=1 \dots N_k}\}_{n=1 \dots N}$.

Эта задача решается путем оптимизации модифицированным методом Шретера.

Для N скважин получается N^2 переходных характеристик, так как для каждой скважины получается одна диагональная переходная характеристика и $(N-1)$ недиагональных переходных характеристик — итого N переходных характеристик для каждой скважины.

После проведения деконволюции все переходные характеристики (давления и логарифмические производные) адаптируются до получения единого набора параметров модели (скин-фактора (S) каждой скважины и гидропроводности (σ) + пьезопроводности (χ) в окрестности каждой скважины).

Попутно в процедуре мультискважинной деконволюции допускается коррекция значений дебитов каждой скважины, входящей в исследование $\{q_k^\alpha\}_{\alpha=1 \dots N_k} \rightarrow \{\tilde{q}_k^\alpha\}_{\alpha=1 \dots N_k}$.

Допустимая величина коррекции дебита задается пользователем исходя из представлений о достоверности полевых процедур измерения дебита в анализируемых скважинах.

ПРЕДСТАВЛЕНА МЕТОДОЛОГИЯ И ПРАКТИЧЕСКИЙ ПРИМЕР ОЦЕНКИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ, ПРОВОДИМОЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ДЛИТЕЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ДОБЫЧИ ГРУППЫ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

После нахождения решения основная скважина исследования математически остаётся на заданное пользователем количество часов, получая в результате пластовое давление в данный момент времени. Данная процедура повторяется для получения кривой пластового давления во времени. Длительность математической остановки обычно соответствует времени окончания радиального режима течения и начала влияния геологических границ залежи.

Для того чтобы решение, найденное с помощью мультискважиной деконволюции, было единственным, необходимо, чтобы в истории работы скважин за анализируемый период было много достаточно сильных изменений режимов их работы, что достигается с помощью большой продолжительности периода мониторинга работы скважин.

УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Технология применима только для линейного закона фильтрации, поэтому при использовании мультискважинной деконволюции необходимо проводить предварительный анализ промысловых данных, чтобы установить, выполняется ли условие линейности для данного участка в данном интервале времени теста. В случае невыполнения данного условия временной интервал исследования разбивается на периоды, в которых данное условие выполняется.

Ограничениями применимости МДКВ являются:

- наличие истории работы скважин;
- наличие истории забойного давления как минимум в одной скважине;
- наличие достаточного количества несинхронных изменений дебита (приемистости) скважин за анализируемый период времени.

ПРОЦЕДУРА САМОДИАГНОСТИКИ

Технология получения пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции предусматривает процедуру

автоматической проверки достоверности получаемого результата, блок-схема работы которого приведена на **рис. 1**.

Под транзиентом давления понимается изменение забойного давления в скважине вследствие резкого ступенчатого изменения ее дебита или остановки, то есть кривая восстановления давления (КВД), кривая стабилизации давления на запуске (КСД-пуск), кривая стабилизации давления при смене режима работы скважины (КСД-режим), анализ динамики давления (АДД) или длительные кривые измерения давления (ДКИД). Первым шагом проверки достоверности найденного с помощью мультискважинной деконволюции решения является сопоставление фактического транзientа давления, нормированного на значение дебита с полученной с помощью деконволюции переходной характеристикой в двойных логарифмических координатах. На ранних и средних временах не должно быть значительных расхождений, на поздних временах они должны существенно расходиться, т.к. на транзient давления влияет работа окружающих скважин, а переходная характеристика очищена от данного влияния, связи с тем, что для каждой из скважин окружения получена собственная переходная характеристика. В случае видимого расхождения на средних временах исследования ищется новое решение.

Следующий этап проверки достоверности полученного пластового давления заключается в проверке предсказательной способности найденного решения. Часть данных о забойном давлении в центральной скважине исследования исключается из набора данных для поиска решения и без них находятся переходные характеристики. По ним и фактической истории дебитов скважин рассчитывается забойное давление в центральной скважине исследования как для обучающего периода времени, так и для периода времени, выбранного для валидации решения. Строится кросс-плот рассчитанного и измеренного забойного давлений. Если переходные характеристики не поменялись во времени, то расхождение измеренного и рассчитанного забойных давлений не превысит $\pm 5\%$ и полученное с помощью мультискважинной деконволюции пластовое давление является достоверным. Если же рассчитанное и фактические значения забойного давления отличаются более чем на 20%, то произошло изменение переходных характеристик. Наиболее частой причиной этого является изменение скин-фактора скважины. В этом случае пластовое давление, рассчитанное на основе старых переходных характеристик, будет недостоверным и требуется поиск нового решения мультискважинной деконволюции [5–8].

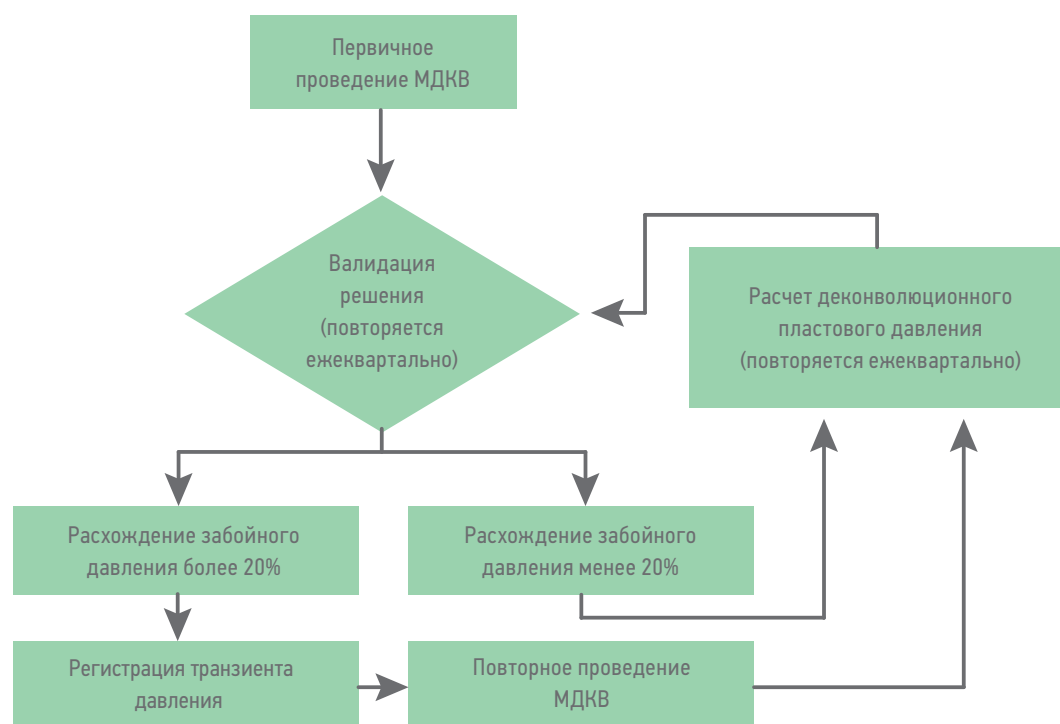


Рис. 1. Схема автоматической самопроверки достоверности деконволюционного пластового давления.
Составлено авторами

Fig. 1. The scheme of automatic self-verification of deconvolutional formation pressure reliability. Prepared by the authors

РЕЗУЛЬТАТЫ

Рассмотрим пример использования мультискважинной деконволюции для оценки пластового давления, параметров пласта и выявления потенциала для увеличения добычи на анализируемом месторождении.

Положение скважин в анализируемой области приведено на **рис. 2**.

Центральной скважиной исследования, для которой проводилась оценка пластового давления, является скважина XX31G.

История работы скважин анализируемого участка приведена на **рис. 3**.

Отметим, что устьевой дебит скважин каждого добываемого флюида был пересчитан в забойный дебит/расход каждой фазы и просуммирован. Видно, что у всех скважин на анализируемом участке было достаточно много существенных изменений дебита и остановок и они не были полностью синхронными.

В ходе проведённых исследований методом мультискважинной деконволюции была

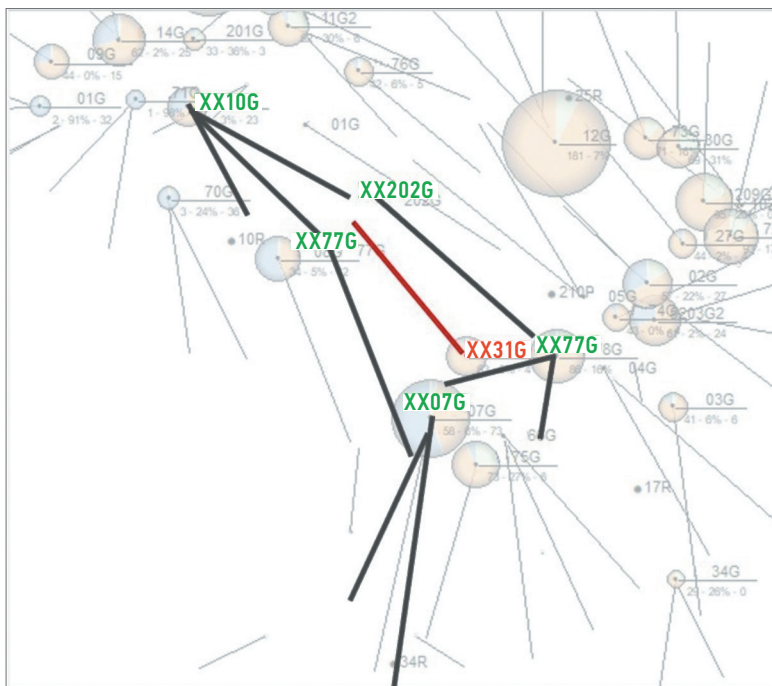


Рис. 2. Положение скважин на анализируемом участке. Составлено авторами
Fig. 2. Wells location at the tested area. Prepared by the authors

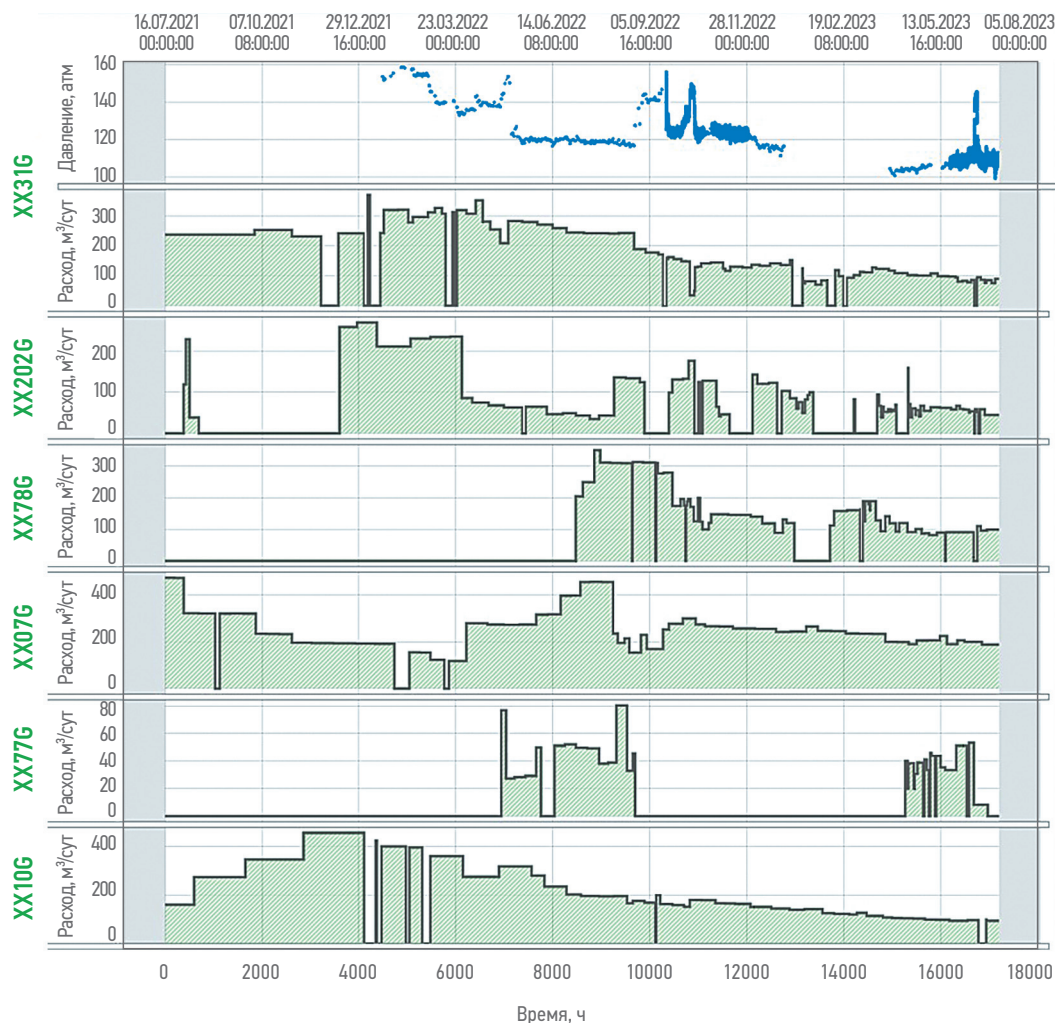


Рис. 3. История работы скважин анализируемого участка. Составлено авторами
Fig. 3. Wells production history at the tested area. Prepared by the authors

восстановлена динамика пластового давления, значение которого на момент завершения исследований достигло 145,1 атм. Подготовлен прогноз пластового давления на 6 месяцев для сценария работы скважины с постоянным дебитом, значения которого взяты равными значениям на конец анализируемого периода. Прогноз представлен на **рис. 4**.

Прогнозное значение давления для случая продолжения работы скважины с текущими дебитами составило 125 атм. Коэффициент общей продуктивности исследуемой скважины в анализируемый период почти не изменялся и составлял $\sim 2,9 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{атм})$.

Критериями достоверности решения мультискважинной деконволюции являются соответствие диагональной переходной характеристики нормированному на дебит транзитиву давления и его логарифмической производной (в интервале КВД или КСД) и соответствие рассчитанного и фактического забойных давлений во временном интервале слепой кросс-валидации. Сопоставление в двойных логарифмических координатах цикла кривой восстановления давления, нормированного на дебит, и полученной с помощью мультискважинной деконволюции переходной характеристики, а также результаты ее интерпретации с помощью математического аппарата, используемого

при интерпретации ГДИС, и сопоставление давления при слепой валидации решения приведены на **рис. 5**.

При интерпретации видно, что на расстоянии, которое достигает воронка изменения давления за 10 ч, фильтрационные свойства пласта существенно повышаются и короткие гидродинамические исследования значительно недооценивают проницаемость пласта в дальней зоне, а большая длительность переходной характеристики позволяет не только достоверно оценить проницаемость на удалении от скважины, но и определить объем пласта, дренируемый исследуемыми скважинами. В данном случае область дренирования ограничена не геологическими границами, а интерференцией со скважинами второго круга окружения. Результаты интерпретации мультискважинного ретроспективного теста (МРТ) переходной характеристики и результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) приведены в **таблице 1**.

Отрицательное значение геометрического скин-фактора обусловлено горизонтальным заканчиванием скважины. Имеется значительный потенциал стимуляции скважины. Дренируемый объем ограничен непроницаемыми границами на расстоянии 700–1500 м вследствие интерференции со скважинами второго ряда окружения. РИГИС существенно недооценивает проницаемость пласта.

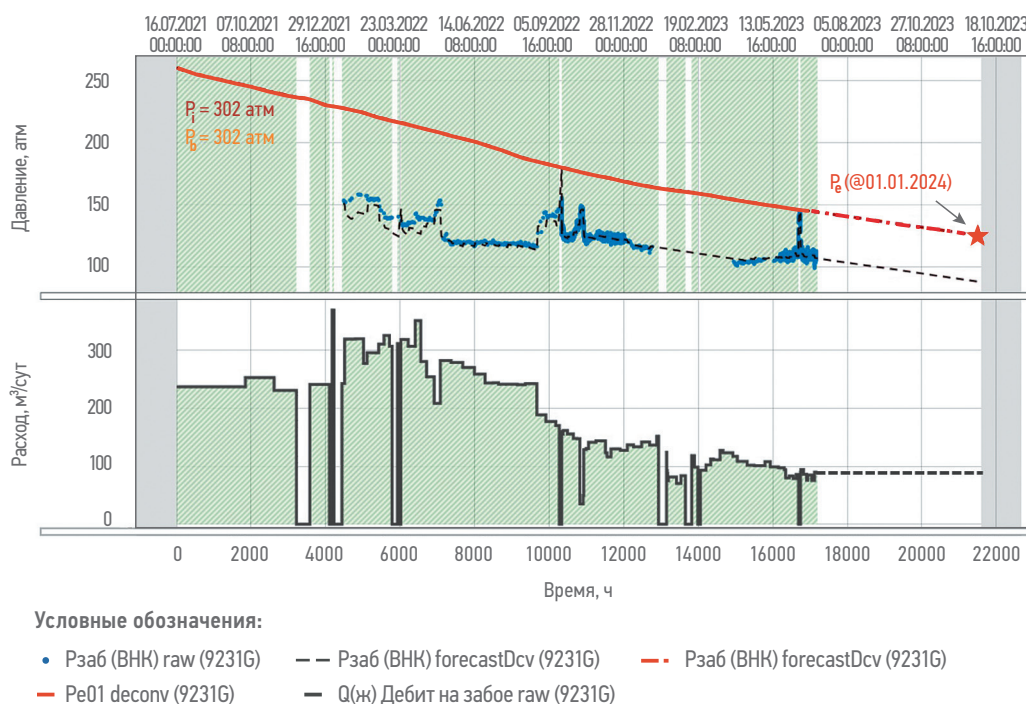


Рис. 4. Прогноз пластового давления, подготовленный с помощью мультискважинной деконволюции. Составлено авторами

Fig. 4. Formation pressure forecast prepared by multi-well deconvolution. Prepared by the authors

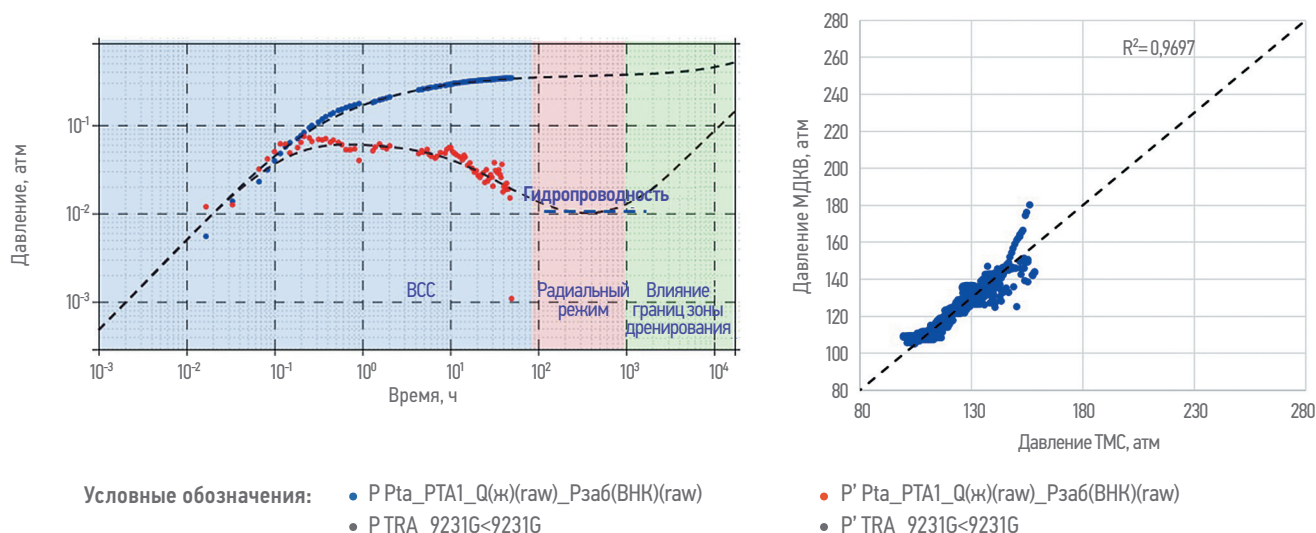


Рис. 5. Сопоставление деконволюционной переходной характеристики исследуемой скважины (черный пунктир) и нормированное на предшествующий дебит давление для цикла остановки скважины (синими точками) и его логарифмическая производная (красными точками). Сопоставление рассчитанного и фактического давления в интервале кросс-валидации. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of deconvolution-based pressure transient response of the tested well (black dotted line) and normalized on previous flow rate pressure build-up (blue dots) and its logarithmic derivative (red dots). Comparison of calculated and actual pressure in the cross-validation time interval. Prepared by the authors

ОБСУЖДЕНИЕ

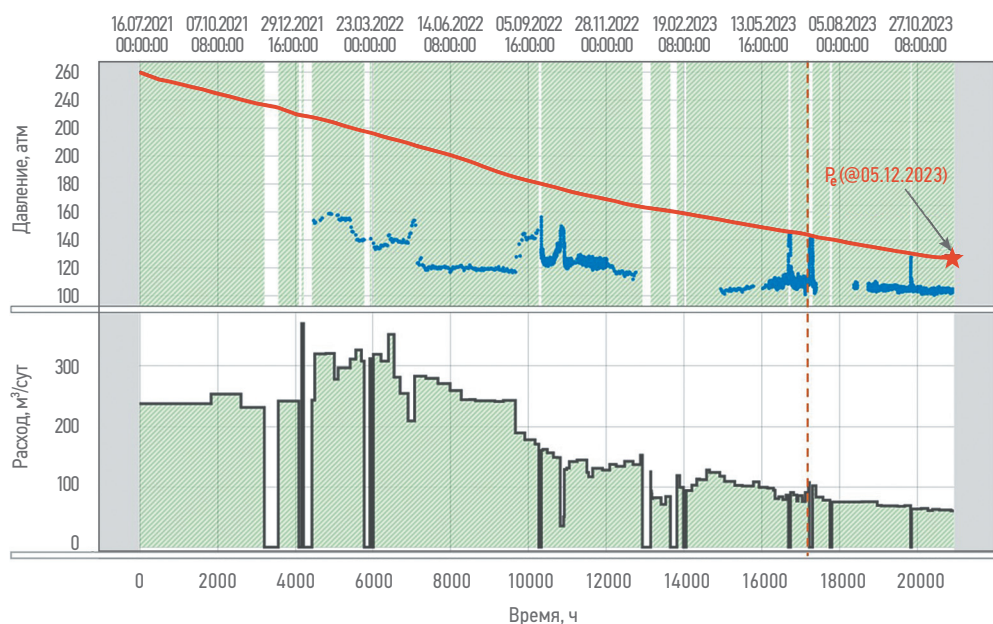
Следуя алгоритму на рис. 1, проведена реконструкция пластового давления через 8 месяцев работы. Результаты приведены на рис. 6. Обновленное значение пластового давления составило 126,8 атм, что несколько выше ранее спрогнозированного значения. Разница обусловлена более низкими отборами добывающих скважин, чем фиксированные значения дебитов, использованные в прогнозе ранее. В скважине в анализируемый период была остановка, обработанная заказчиком

как гидродинамическое исследование по технологии регистрации кривой восстановления давления (рис. 7). Значение пластового давления составило 125,4 атм. Таким образом, погрешность оценки пластового давления с помощью мультискважинной деконволюции составила 1,1%. Результаты анализа помимо данных о пластовом давлении позволяют дать рекомендации по повышению добычи. В частности, на анализируемом месторождении были выбраны скважины со значительной кольматацией призабойной зоны пласта для проведения стимуляции. Выделены

Таблица 1. Результаты интерпретации переходной характеристики центральной скважины исследования. Составлено авторами

Table 1. The results of the interpretation of pressure transient response of the central well of the study. Prepared by the authors

Свойства	Аббревиатура	Значение по МРТ	Значение по РИГИС	Ед. изм.
Толщина пласта	H_{net}	4,6	← 4,6	м
Гидропроводность по нефти	σ	900	94,3	мД·м/сПа
Интегральный скин-фактор	S_T	+7,1		
Механический скин-фактор	S_M	+15		
Геометрический скин-фактор	S_G	-7,8		
Проницаемость	k	62,6	6,6	мД
Длина горизонтального ствола	L	983	983	м
Коэффициент вертикальной анизотропии	k_z / k_r	0,3		
Продуктивность	J_t	2,9		м³/(сут·атм)
Пластовое давление @ 24.06.2023	P_e	145,1		атм
Начальное пластовое давление в залежи	P_i	302		атм



Условные обозначения: • Pзаб (ВНК) raw (9231G) — Q(ж) Дебит на забое raw (9231G) — Pe01 deconv (9231G)

Рис. 6. Восстановленное пластовое давление через 8 месяцев работы скважины. Составлено авторами
Fig. 6. Formation pressure reconstruction after 8 months of well production. Prepared by the authors

зоны с агрессивным падением пластового давления. Выделены скважины с подозрением на обводнение перетоком из водоносных горизонтов. Рекомендованы оптимальные режимы работы скважин для максимизации добычи нефти и минимизации подтягивания воды. К моменту публикации статьи только по одной из рекомендованных для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) скважин уже выполнена стимуляция. Результаты работы скважины XX33G приведены на рис. 8. Видно, что после ГТМ в октябре 2024 г. произошел рост общего дебита при постоянном забойном давлении, прирост дебита нефти превысил 20 м³/сут.

Выводы

1. В скважине XX31G зафиксировано снижение продуктивности относительно потенциального значения из-за большого скин-фактора. Потенциал увеличения коэффициента продуктивности после стимуляции составляет 180%.
2. Пластовое давление демонстрирует значительное снижение с сохраняющейся тенденцией на спад. Поддержка давления от газовой шапки и аквифера не компенсируют отборы. Наибольшее снижение пластового давления обусловлена интерференцией со скважинами XX07G и XX10G. При этом скважина XX31G находится в зоне кумулятивного интерференционного

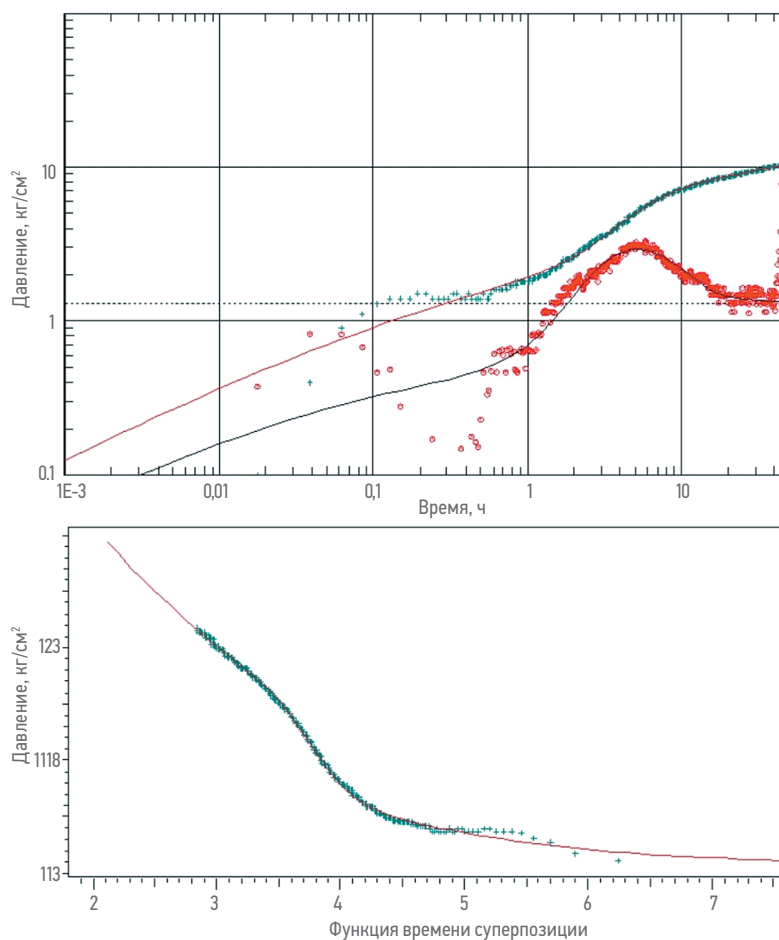


Рис. 7. График анализа КВД в log-log координатах и в координатах Хорнера.
Составлено авторами
Fig. 7. Plot of the PBU analysis in log-log coordinates and in Horner coordinates.
Prepared by the authors

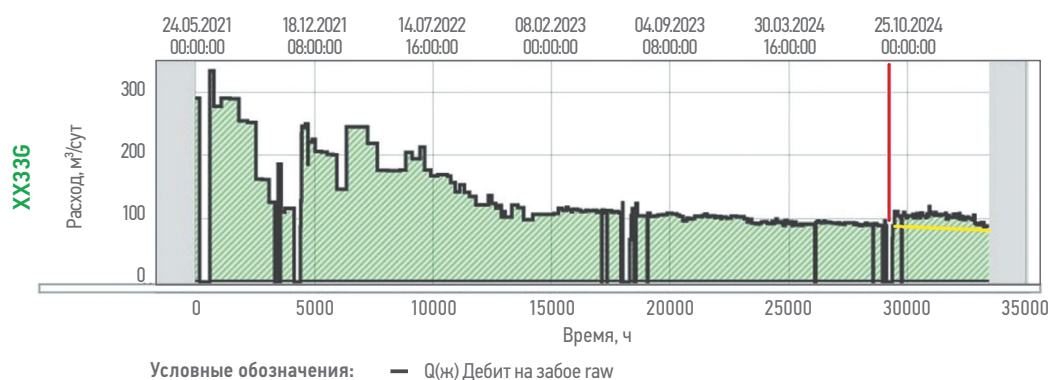


Рис. 8. История работы скважины XX33G до и после стимуляции. Составлено авторами
Fig. 8. Well XX33G production history before and after stimulation. Prepared by the authors

воздействия всех анализируемых окружающих скважин.

3. Переходная характеристика, в отличие от обычных гидродинамических исследований, обладает большей глубиной и позволяет более достоверно определять гидропроводность и границы области дренирования. Выявлена область с более высокими фильтрационными свойствами на расстоянии 300 м от скважины XX31G.
4. Технология определения пластового давления с помощью мультискважинной

- деконволюции без фактической остановки скважин показала свою работоспособность и подтверждена сопоставлением с кривой восстановления пластового давления. Расхождение составило 1,1%.
5. Технология анализа позволила выявить области с агрессивным снижением давления, выделить скважины со снижением продуктивности. Проведение геолого-технических мероприятий подтвердило достоверность анализа и позволило увеличить добычу нефти.

Список литературы

1. Ким В.Ю., Гуляев Д.Н., Аюпов А.Р., Банинова Е.В. Пример восстановления истории пластового давления скважин без необходимости их остановки с помощью мультискважинной деконволюции / В книге: ГеоБайкал 2022. Сборник материалов 7-й научно-практической конференции. Москва, 2023; 115–118.
2. Ким В.Ю., Асланян А.М., Гуляев Д.Н., Фарахова Р.Р. Проведение гидродинамических исследований межскважинного пространства без потерь добычи при организации системы поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. Нефтяное хозяйство. 2020;9:38–43.
3. Гуляев Д.Н., Жданов И.А., Ридель А.А., Пахомов Е.С., Колесников М.В., Асланян А.М., Фарахова Р.Р., Кричевский В.М., Гусс Р.В. Межскважинные исследования для адаптации геолого-гидродинамической модели с целью выявления зон остаточных запасов и увеличения добычи на зрелом месторождении. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022;7(3(25)):42–51.
4. Мушегова А.И., Радкова Е.Ю., Гуляев Д.Н. Применение алгоритмов математической деконволюции для оптимизации системы поддержания пластового давления на примере шельфового месторождения / В книге: Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика). Тезисы докладов. Москва, 2023; 106–107.
5. Радкова Е.Ю., Мушегова А.И., Гуляев Д.Н., Никонорова А.Н. Повышение добычи нефти на месторождении Восточной Сибири на основе результатов мультискважинного ретроспективного тестирования / В сборнике: Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. Москва, 2023; 65–68.
6. Асланян А., Акимов А., Ямалов И., Овчаров В., Гадельшин Э., Кричевский В., Гуляев Д., Фарахова Р. Системный подход к тестированию методов анализа полевых данных на примере многоскважинного ретроспективного тестирования. 2020.
7. Асланян А., Асмадияров Р., Каешников И., Бинкулов М., Фарахова Р., Кричевский В., Гуляев Д., Мусалеев Х. Мультискважинная деконволюция как важный метод оптимизации добычи: пример Западной Сибири / В сборнике: Международная конференция нефтегазовых технологий 2019, IPTC 2019. 2019.
8. Ямалов И., Овчаров В., Акимов А., Гадельшин Э., Асланян А., Кричевский В., Гуляев Д., Фарахова Р. Системный подход в апробации методик анализа промысловых данных на примере мультискважинного ретроспективного тестирования / В сборнике: Offshore Technology Conference Asia 2020, OTCA 2020. 2020.

References

1. Kim V.Yu., Gulyaev D.N., Ayupov A.R., Bakina E.V. An example of restoring the history of reservoir pressure of wells without the need to stop them using multi-well deconvolution / In the book: GeoBaikal 2022. Collection of materials of the 7th scientific and practical conference. Moscow, 2023; 115–118.
2. Kim V.Yu., Aslanyan A.M., Gulyaev D.N., Farakhova R.R. Conducting hydrodynamic studies of the inter-well space without production losses while organizing a reservoir pressure maintenance system in the carbonate reservoirs of Eastern Siberia. The Oil Industry. 2020;9:38–43.
3. Gulyaev D.N., Zhdanov I.A., Ridel A.A., Pakhomov E.S., Kolesnikov M.V., Aslanyan A.M., Farakhova R.R., Krichevsky V.M., Guss R.V. Downhole studies to adapt the geological and hydrodynamic model in order to identify zones of residual reserves and increase production at a mature field. PRONEFT. Professionally about oil. 2022;7(3(25)):42–51.
4. Mushegova A.I., Radkova E.Yu., Gulyaev D.N. Application of mathematical deconvolution algorithms to optimize the reservoir pressure maintenance system using the example of an offshore field / In the book: New technologies in the gas industry (gas, oil, energy). Abstracts of reports. Moscow, 2023; 106–107.

5. Radkova E.Yu., Mushegova A.I., Gulyaev D.N., Nikonorova A.N. *Increase in oil production at a field in Eastern Siberia based on the results of multi-well retrospective testing. In the collection: Current problems of oil and gas / Proceedings of the VI All Russian Youth Scientific Conference. Moscow, 2023; 65–68.*
6. Aslanyan A., Akimov A., Yamalov I., Ovcharov V., Gadelshin E., Krichevsky V., Gulyaev D., Farakhova R. *Systematic approach in testing field data analysis techniques with an example of Multiwell Retrospective Testing. 2020.*
7. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I., Bikkulov M., Farakhova R., Krichevsky V., Gulyaev D., Musaleev K. *Multiwell Deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia case study / In the collection: International Conference on Non-traditional Technologies 2019, IPTC 2019. 2019.*
8. Yamalov I., Ovcharov V., Akimov A., Gadelshin E., Aslanyan A., Krichevsky V., Gulyaev D., Farakhova R. *Systematic approach in testing field data analysis techniques with an example of Multiwell Retrospective Testing / In the collection: Conference on International Technologies of Asia 2020, OTCA 2020. 2020.*

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Асланиян — разработка методологии определения деконволюционного пластового давления.

А.В. Кибирев — анализ КВД и сопоставление деконволюционного пластового давления с пластовым давлением, определённым по КВД.

В.В. Овчаров — выбор скважин для геолого-технических мероприятий (ГТМ) и мониторинг эффекта от ГТМ.

А.М. Аюпов — прогнозирование пластового давления по результатам мультискважинной деконволюции.

Д.Н. Гуляев — проведение мультискважинной деконволюции.

Artur M. Aslanyan — multi well deconvolution methodology development for formation pressure assessment.

Artem V. Kibirev — analysis of pressure build-up curves and comparison of deconvolution formation pressure with reservoir pressure determined by pressure build-up interpretation.

Vladimir V. Ovcharov — selection of wells for well interventions and monitoring of its effect.

Amir M. Ayupov — forecasting reservoir pressure based on the results of multi-well deconvolution.

Danila N. Gulyaev — multi-well deconvolution conducting.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артур Михайлович Асланиян — ректор, ООО «Нафта колледж»

Артём Валерьевич Кибирев — руководитель программ по поддержке и управлению изменениями бизнес-кейсов, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Владимир Владимирович Овчаров — руководитель программ по формированию бизнес-кейсов по достижению потенциала, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Амир Рустамович Аюпов — менеджер по развитию бизнеса, ООО «Софойл»

Данила Николаевич Гуляев* — руководитель проекта в отделе разработки программного обеспечения, ООО «Софойл»
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, зд. 59/1, офис 2
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

Artur M. Aslanyan — Rector, Nafta College LLC

Artem V. Kibirev — Head of programs for support and management of business cases changes, Gazpromneft-Zapolyarye LLC

Vladimir V. Ovcharov — Head of programs of business cases development for achieving potential, Gazpromneft-Zapolyarye LLC

Amir R. Ayupov — Business development manager, Sofoil LLC

Danila N. Gulyaev* — Project manager in the software development department, Sofoil LLC
59/1, of. 2, Magistralnaya str., 420074, Kazan, Russia.
e-mail: danila.gulyaev@sofoil.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author