

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 550.362

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

Опробование технологии анализа больших данных с применением алгоритма деконволюции для повышения добычи нефти*

Р.А. Мингараев¹, Д.Н. Гуляев² ✉, В.В. Соловьева²

1 – ООО «Софойл», Казань, Россия

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Аннотация. *Цель работы.* Разработка и апробация новых подходов к анализу больших массивов данных в процессе разработки месторождений углеводородов для выявления потенциала увеличения добычи. *Материалы и методы.* Рассматривается развитие технологии анализа результатов точечного и распределенного оптоволоконного мониторинга поля температуры в процессе эксплуатации скважин путем внедрения алгоритма деконволюции. На базе методики интерпретации одиночного скважинного датчика температуры предложен и опробован алгоритм расчета динамики добычи при измерении вблизи интервала работы пласта. *Результаты.* Проведено сопоставление данных, полученных с применением алгоритма деконволюции, с результатами аналитических расчетов и апробация методики на реальных скважинных данных, полученных с помощью оптоволоконного кабеля-датчика, что подтвердило работоспособность методики. Используя информацию о динамике забойного давления и восстановленную по данным теплового поля историю дебита скважины, можно оперативно принимать решения о проведении скважинных работ для повышения добычи. *Выводы.* Использование предлагаемого алгоритма позволило расширить границы использования больших данных, получаемых с помощью оптоволоконного распределенного датчика температуры, что существенно повышает эффективность мониторинга разработки месторождений углеводородов.

Ключевые слова: баротермический мониторинг, деконволюция, термометрия, эффект теплообмена, контроль разработки, оптоволоконные системы, повышение добычи, тепловое поле

Финансирование: работа выполнена в рамках прикладных научных исследований РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

* Статья написана на основе доклада на XIII Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 16–17 апреля 2024 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Гуляев Данила Николаевич, e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

© Мингараев Р.А., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы выражают благодарность рецензентам за замечания и рекомендации по работе.

Для цитирования: Мингараев Р.А., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В. Опробование технологии анализа больших данных с применением алгоритма деконволюции для повышения добычи нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 219–231. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

Введение

В настоящий момент растет спрос на внедрение технологий постоянного мониторинга и обработку больших массивов данных, получаемых с помощью данных систем. Оптоволоконные системы (ОВС) являются одним из таких инструментов [1]. За счет постоянного измерения и передачи информации и возможности обработки данных в режиме реального времени, данная система является весьма полезной, но стоимость ее установки достаточно высока, что ограничивает массовое внедрение. Однако внедрение более дешевых точечных датчиков мониторинга существенно более широкое [2, 3]. При этом применение и хранение больших массивов данных – это не только расширение возможностей использования информации и повышение качества результатов ее интерпретации, но и большие трудозатраты. Необходимость просматривать терабайты данных, проблемы в использовании стандартных алгоритмов для анализа являются немаловажным ограничением оптоволоконной. Избыток данных не позволяет быстро выявить наиболее информативные временные интервалы измерений для проведения качественной и количественной оценки работающих интервалов пластов и выявления потенциала для селективной стимуляции или селективной изоляции интервалов [4].

Основной целью работы является разработка метода оценки динамики производительности эксплуатационных скважин на основе динамики изменения температуры в процессе работы. Существуют

варианты использования распределенного датчика термометрии со стационарным датчиком давления, что позволяет по изменению давления быстро определить интересующий временной интервал для количественной интерпретации термометрии, однако не всегда такая технология может быть реализована. Для получения более универсального решения авторами проработана модернизация данной методики.

Применяемые методы анализа

Известно, что есть связь изменения температуры в стволе скважины и скорости потока флюида по стволу скважины, основанная на эффекте теплообмена флюида в стволе с вмещающими скважину породами. Авторами работы [5] и одним из авторов настоящей статьи предложено использование алгоритма деконволюции для выявления данной связи и применения стационарного глубинного датчика температуры и данной связи для анализа динамики дебита скважины в зависимости от изменения температуры ствола скважины. В методике, предложенной Соловьевой В.В. и Кременецким М.И. в работе [6], хорошо видна зависимость поведения температурного поля от интенсивности работы пласта, однако у представленного алгоритма есть существенное ограничение – датчик должен быть размещен в интервале интенсивного влияния теплообмена, то есть существенно выше интервалов перфорации и существенно ниже нейтрального теплового слоя. В данной работе опробованы подходы, позволяющие обойти данное ограничение.

Предлагаемый метод основывается на базовом баротермическом эффекте теплообмена. В зависимости от интенсивности работы скважины увеличивается влияние

температуры потока, протекающего из продуктивного пласта на поверхность, на температуру ствола возле стенки скважины в интервалах выше продуктивных пластов [7, 8].

В связи с этим на достаточном удалении от интервала работы скважины, классическое уравнение Рейми (1) напрямую становится зависимым от нормированного коэффициента теплоотдачи B (2), а термограмма приобретает наклон, параллельный геотерме:

$$\Delta T = T_c - T_\Gamma = \Gamma \cdot B \left(1 - e^{-\frac{z}{B}}\right) + \Delta T_{co} e^{-\frac{z}{B}}, \quad (1)$$

где ΔT – это разница следующих температур:
 T_c – температура на стенке скважины,
 T_Γ – геотермическая температура пласта;
 ΔT_{co} – температура на глубине пласта;
 Γ – геотермический градиент температуры с глубиной;
 z – расстояние от интервала работы пласта до глубины измерения;
 B – нормированный коэффициент теплоотдачи, определяемый по формуле:

$$B = \frac{c\gamma_c Q f(t)}{2\pi\lambda_\Gamma}, \quad (2)$$

где $c\gamma_c$ – объемная теплоемкость заполнителя ствола скважины;
 Q – дебит скважины;
 $f(t)$ – функция суперпозиции времени;
 λ_Γ – теплопроводность пласта.

Такое закономерное поведение температуры позволило рассмотреть метод термометрии не только как глубинный датчик контроля работающих интервалов при разработке месторождений, но и как один из параметров мониторинга динамики работы скважины во времени.

Основываясь на данной закономерности и выявив схожее поведение поля температур с полем давления, авторами был предложен метод анализа динамики изменения производительности скважин путем использования формул (3, 4) для расчета дебита скважины (учитывается суммарный объемный расход всех движущихся по стволу скважины флюидов).

При $n = 1$:

$$Q_1 = \frac{4\pi\lambda_\Gamma}{c\gamma_c \cdot \Gamma} \frac{\Delta T_1}{E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_\Gamma \cdot (t_1 - t_0)}\right)}; \quad (3)$$

при $n > 1$:

$$Q_n = \frac{\left\{ \Delta T_n \cdot \frac{4\pi\lambda_\Gamma}{c\gamma_c \cdot \Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i \left(E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_\Gamma(t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_\Gamma(t_n - t_i)}\right) \right) \right\}}{\left\{ E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_\Gamma(t_n - t_{n-1})}\right) \right\}}, \quad (4)$$

где Q_n – объемный дебит во время работы скважины в режиме с номером n ;

$(t_n - t_{n-1})$ – время работы скважины в режиме с номером n ;

ΔT_n – приращение температуры;

a_T – температуропроводность среды;

r_c – радиус скважины;

E_i – интегральная показательная функция:

$$Ei(x) = \int_{-\infty}^x \frac{e^t}{t} dt = \gamma + \ln|x| + \sum_{n \geq 1} \frac{x^n}{n! \cdot n}, \quad x \in R,$$

где γ – постоянная Эйлера–Маскерони;

x – действительная переменная, переменный предел интегрирования.

Отметим, что ключевым процессом, влияющим на динамику температуры вдали от эксплуатируемого пласта, служит теплообмен, который в первую очередь обусловлен скоростью движения по стволу всех флюидов, что позволяет определять суммарный объемный расход всех флюидов, а влияние разгазирования является более слабым фактором-помехой. Для расчета многофазного притока необходимо использование нескольких опорных устьевых замеров каждой из компонент потока. В этом случае можно разделить суммарный поток при допущении линейного изменения фаз. В случае трехфазного потока с содержанием газа газовый объемный расход необходимо рассчитывать как функцию от давления.

В ходе апробации метода были получены положительные результаты, что натолкнуло авторов на идею рассмотреть массив данных термометрии под другим

углом, а именно, с использованием алгоритма деконволюции.

Данный алгоритм довольно часто используется для определения зависимости между дебитом и давлением при анализе результатов длительных гидродинамических исследований скважин.

Использование алгоритма деконволюции для поля температуры позволяет обойти ограничения использования методики стационарного датчика и расширит информативные возможности стационарной термометрии.

Первое, что было сделано в ходе работы над модернизацией метода, – это определение и подбор подходящего алгоритма для использования его на температурных данных с учетом анализа аналогичного приращения давления [9, 10].

Рассмотрим скважину при нестабильной работе.

В это время дебит является произвольной функцией времени $Q(t)$, тогда уравнение для изменения температуры $\Delta T(t)$ может принять вид:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta \rightarrow 0} \frac{C \gamma_c \cdot \Gamma}{4 \pi \lambda_T} \left\{ Q(\tau) \sum_1^n \left[E_1 \left(\frac{r_c^2}{4 a_T (t - \tau + \Delta \tau)} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4 a_T (t - \tau)} \right) \right] \right\}, \quad (5)$$

В данной формуле переменная τ меняется в диапазоне: $0 < \tau < t$.

Обозначив через $\Omega(\theta)$ функцию от времени

$$\frac{c\gamma_c \Gamma}{4\pi\lambda_T} E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T\theta}\right) = \Omega(\theta), \quad (6)$$

получим:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta \rightarrow 0} \left\{ Q(\tau) \sum_1^n [\Omega(t - \tau + \Delta\tau) - \Omega(t - \tau)] \right\} = \int_0^t Q(\tau) \frac{\partial \Omega(t - \tau)}{\partial (t - \tau)} d\tau. \quad (7)$$

или, обозначив $u = t - \tau$, окончательно получим:

$$T(t) = \int_t^0 Q(t - u) \frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} d(-u) = \int_0^t Q(t - u) \frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} du. \quad (8)$$

Вследствие этого изменение температуры в скважине $\Delta T(t)$ при произвольном изменении дебита во времени $Q(t)$ может быть представлено в виде классического интеграла Дюамеля (свертки). Решение поставленной задачи будет приближено к концепции определения дебита как функции времени, зависящей от изменения приращения температуры, с применением математического алгоритма деконволюции.

Ядром рассматриваемой функции становится переменная $\Omega(\theta)$, описывающая поведение температуры во времени для рассматриваемой геометрии задачи после запуска скважины в эксплуатацию с единичным расходом.

Пример использования алгоритма деконволюции

В ходе работы была рассмотрена динамика температуры в добывающей скважине с горизонтальным окончанием, оборудованной оптоволоконными системами (рис. 1). За время мониторинга скважина работала более года, в течение которого производились неоднократные изменения

режимов ее работы и проводились гидродинамические исследования.

Заметим, что оптоволоконные исследования скважин позволяют рассмотреть поведение температурного поля в динамике, что значительно повышает информативность термометрии. Однако даже у этого метода есть свои ограничения. В процессе измерений датчик принимает последовательные отраженные сигналы с некоторым временным шагом, определяемым максимально возможной длиной отрезка кабеля. Наземный приемник суммирует полученные данные и набирается статистика значений. Чем больше статистика, тем лучше получаемые результаты. Следовательно, при уменьшении временного диапазона «шум» полученных данных может закрывать информативные эффекты. В работе рассматривались данные, рассчитанные осреднением показаний по времени в интервале одного часа, что позволило получить высокую точность измерения температуры, провести интерпретацию данных с помощью методики и определить динамику дебита в скважине.

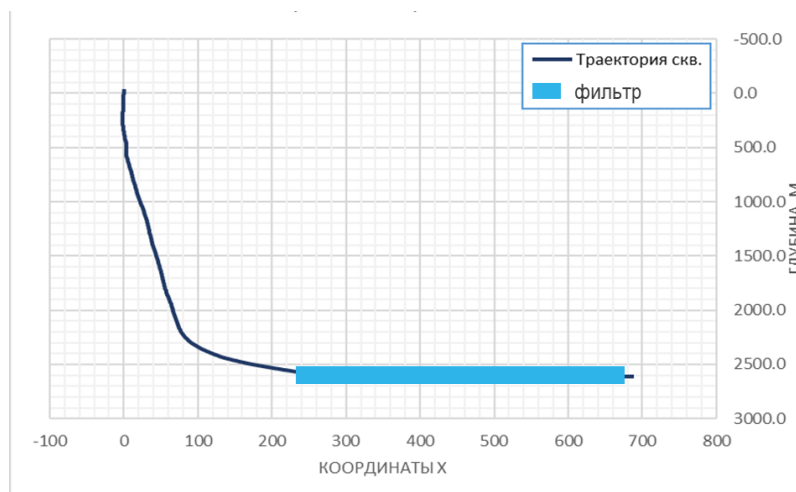


Рис. 1. Схематическая конструкция горизонтальной скважины

Fig. 1. Schematic design of a horizontal well

Исходными данными для анализа является массив данных о температуре с оптоволоконного датчика термометрии за год работы скважины, отчет о проведенном гидродинамическом исследовании и единичные, точечные, замеры устьевого дебита скважины. Целью опробования авторской методики являлось восстановление подробной истории

дебита скважины за время мониторинга температуры.

При рассмотрении исходных данных (рис. 2) специалистами были выбраны временные промежутки, включающие в себя интервал стабильной работы скважины в режиме отбора, а также резкие изменения режимов при проведении гидродинамических исследований.

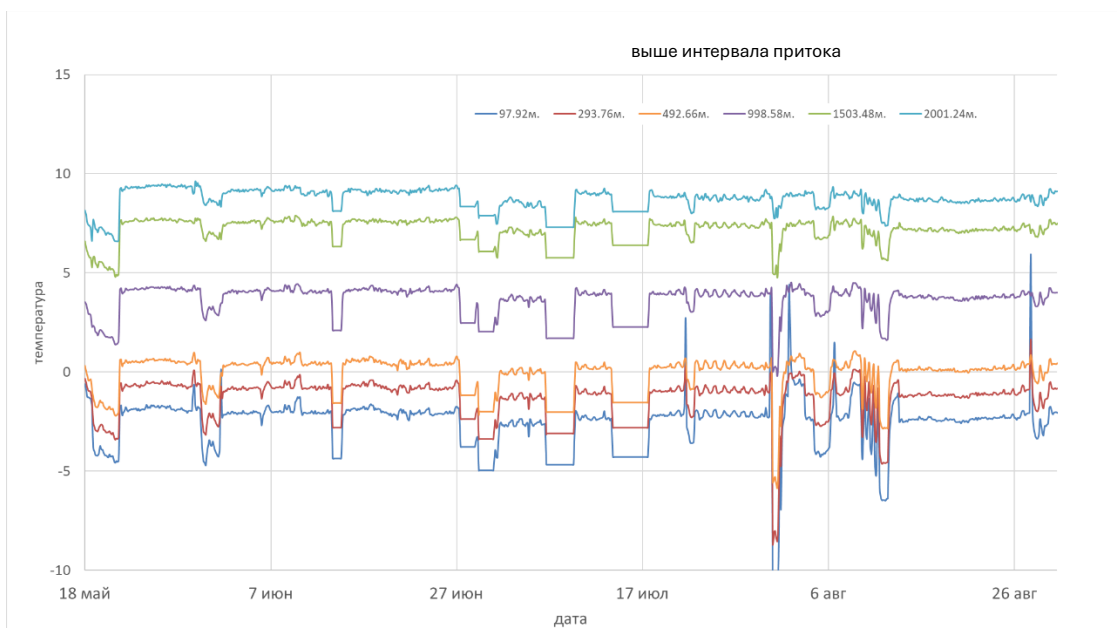


Рис. 2. Исходные данные оптоволоконного датчика (зависимость температуры от времени, шифр кривых – глубина измерений)

Fig. 2. Initial data of the fiber-optic sensor (temperature vs. time, curve code – measurement depth)

Отметим, что алгоритм не может с нуля построить и определить все дебиты за время работы скважины. Он направлен на определение динамики поведения производительности в скважине при использовании дополнительной информации, т. е. с учетом известных единичных значений устьевых параметров. Алгоритм может настроиться на опорное значение дебита и восстановить всю историю работы скважины, т. е. выполнить количественную оценку притока. При многофазном течении определяется только суммарных расход всех фаз, движущихся в стволе.

Еще один немаловажный момент использования функции заключается в важности достоверной разбивки временных интервалов работы скважины со стабильным дебитом. При загрузке данных необходимо внимательно расставить моменты изменения дебитов, исходя из поведения поля температуры в скважине. В этом случае получатся наиболее точные результаты восстановления значений дебитов во времени.

Рассмотрим практический результат применения методики. В исследуемой скважине весной 2023 г. было выявлено снижение дебита. Однако показываемый сниженный замер был единичным и не было уверенности в его достоверности, так как значительного снижения добычи на всем участке не наблюдалось. Авторы провели восстановление динамики общего дебита скважины по динамике температуры летом 2023 г. и подтвердили существенное снижение добычи (рис. 3) при сравнительно постоянном значении забойного давления. Оценка динамики пластового давления по результатам применения метода кривой восстановления давления в соседней скважине и замеров в несколько более удаленной пьезометрической скважине не выявили его «драматического» падения, поэтому авторы сделали заключение о существенном снижении коэффициента продуктивности скважины и рекомендовали провести обработку призабойной зоны (ОПЗ).

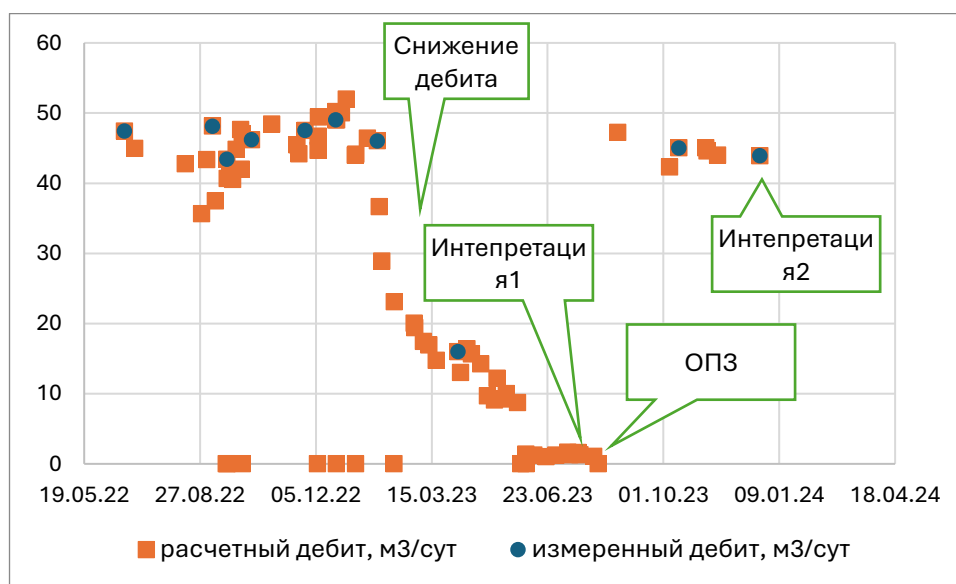


Рис. 3. Результаты расчета динамики добычи

Fig. 3. The results of well rate measurements and calculation

В августе 2023 г. недропользователем была проведена обработка призабойной зоны, что привело к существенному росту дебита. Авторами была выполнена повторная интерпретация показаний датчика температуры для расчета динамики добычи, и значительный рост дебита полностью подтвердился.

Результаты применения авторской методики

Рассмотрим работоспособность методики для случая более резкого изменения дебита.

На рис. 4 показаны результаты восстановления истории работы скважины. Были выбраны моменты изменения дебитов, основываясь на моментах изменения температуры, а также опорные значения устьевого дебита в два временных интервала (т. е. использованы опорные значения по двум замерам, аналогичным замерам на сепараторе).

Как видно из рис. 4, расчетная кривая достаточно точно повторяет исходные данные температуры. Результат показал значительную сходимость с реальными данными по скважине.

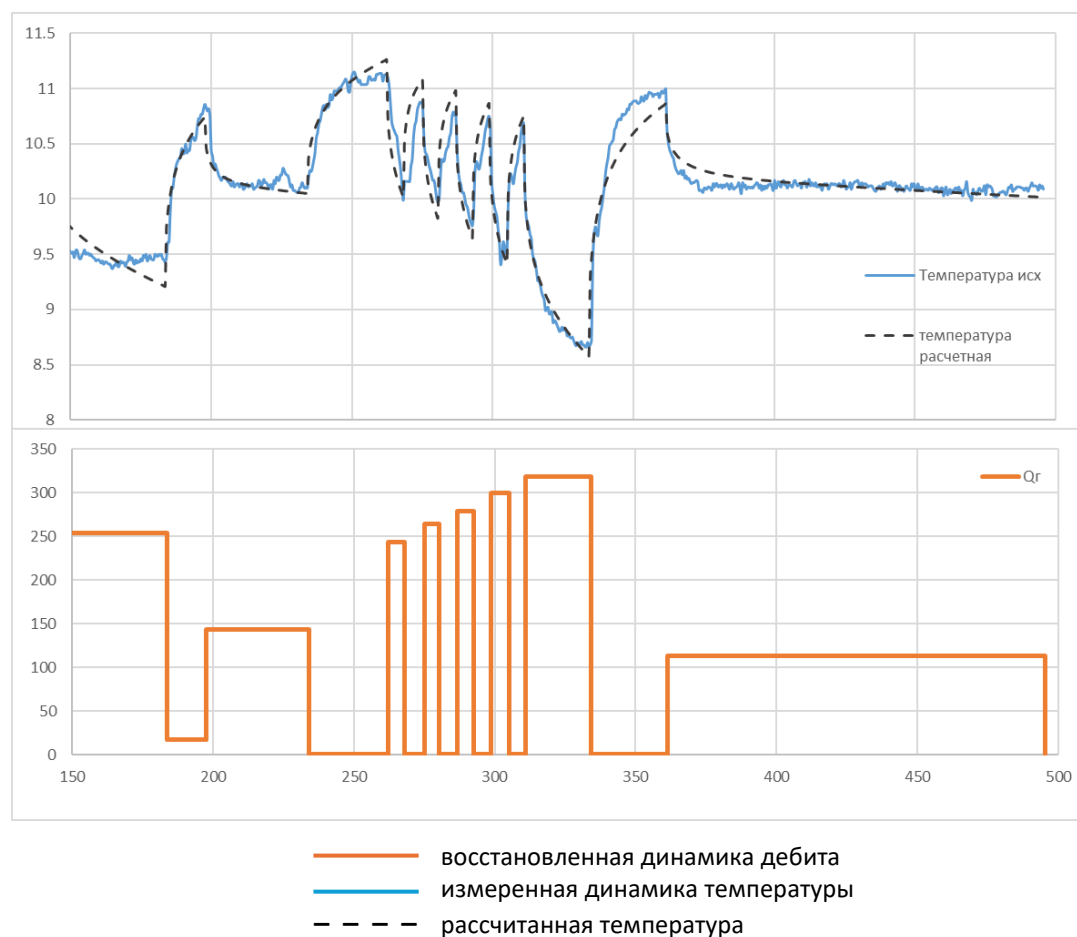


Рис. 4. Результаты использования алгоритма деконволюции

Fig. 4. The results of using the deconvolution algorithm

Был составлен кросс-плот («диаграмма рассеяния») сопоставления расчетной температуры с исходными данными (рис. 5).

Коэффициент детерминации составил 0,9223, что также подтверждает хорошую сходимость данных.

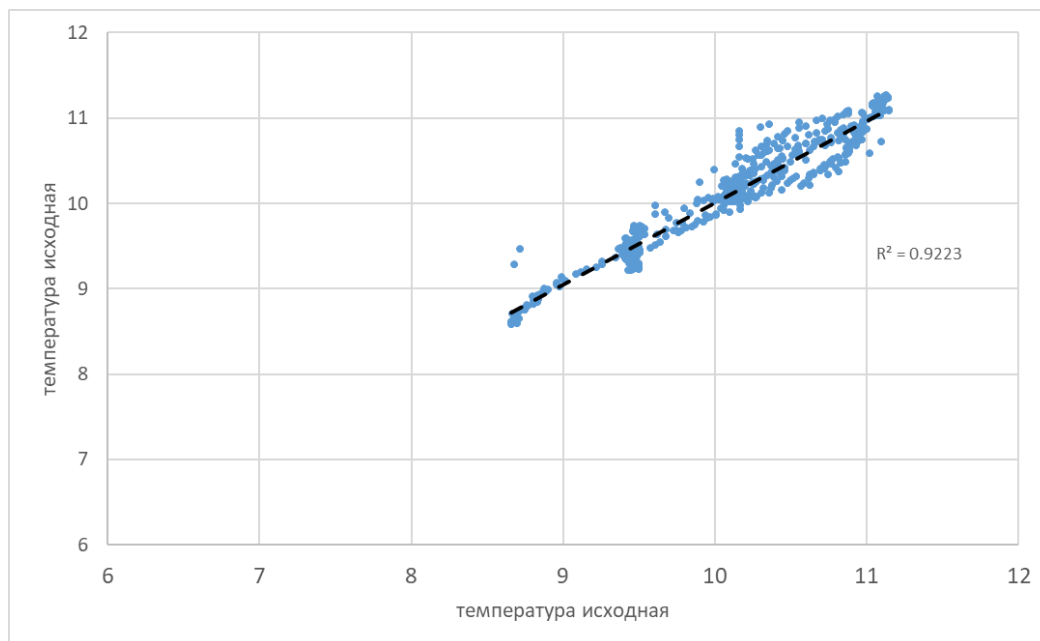


Рис. 5. Кросс-плот исходных данных температурного датчика (синие точки) и кривой температуры (черная пунктирная линия), полученной в результате расчета алгоритмом деконволюции

Fig. 5. Cross plot of the initial data of the temperature sensor (blue dots) and the temperature curve (black dashed line) obtained as a result of calculation by the deconvolution algorithm

При рассмотрении оптоволоконных данных следует обратить внимание на технические особенности датчика. Изначально его показания весьма шумные и для повышения точности производится осреднение показаний как по времени, так и по глубине. В данной скважине выбрано осреднение по глубине с шагом «один метр» и по времени с шагом «одна минута». В случае увеличения интервалов осреднения точность измерения температуры возрастает, однако теряется возможность получения детальной информации об изменении температуры по глубине и времени. Поэтому в данной скважине авторы остановились на данном значении осреднения, что привело к «шуму» на показаниях температуры до $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Этим и обусловлено расхождение в расчетной и фактической кривых температуры.

Дополнительно отметим, что в процессе эксплуатации данной скважины конденсат практически отсутствовал. При появлении многофазного флюида в стволе скважины, например, при выпадении конденсата из газа, образуется сложная структура потока, начинает изменяться температуропроводность смеси флюидов в зависимости от долей каждого из присутствующих фаз. Такое резкое увеличение или преобразование суммарного состава значительно влияет на расчеты по методике и ее дальнейший результат. Однако при необходимости определения только суммарного объемного расхода скважины и наличии нескольких устьевых замеров дебита при разной депрессии для калибровки методики точность расчетов можно вернуть на приемлемый для инженерных оценок уровень: $\pm 5\%$.

Заключение

По результатам анализа динамики изменения теплового поля в интервале глубин выше эксплуатируемых пластов подтверждена возможность расчета динамики интегрального дебита всех флюидов, добываемых скважиной, по изменению температуры от времени на фиксированной глубине, при условии наличия единичных устьевых замеров дебита скважины.

Алгоритм восстановления динамики добычи опробован в условиях реальной скважины и подтвердил свою работоспособность.

Применение больших массивов данных по динамике температуры для восстановления истории добычи существенно более

предпочтительно, чем применение информации о динамике забойного давления в связи с частым изменением коэффициента продуктивности скважины в процессе ее работы.

Имея информацию о динамике забойного давления на глубине датчика телеметрии и восстановленную по данным теплового поля историю дебита скважины, становится возможным оперативное принятие решений о проведении работ для повышения добычи: стимуляции добывающих скважин при снижении их продуктивности или интенсификации работы нагнетательных скважин при снижении пластового давления на анализируемом участке.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Латишина Ю.В., Рыбка В.Ф.* Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 7(32). С. 13–16.
2. *Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Роль диагностики в оптимизации разработки остаточно-извлекаемых запасов нефтяных месторождений // Каротажник. 2023. Вып. 3(323). С. 85–94.
3. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 240 с.
4. *Ширяев Е.О.* Опыт применения оптоволоконных систем термометрии для исследований скважин // Каротажник. 2023. Вып. 6(326). С. 76–86.
5. *Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н.* Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 3. С. 151–162. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19>
6. *Соловьева В.В., Кременецкий М.И.* Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4(36). С. 38–50. <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2022-4-38-50>
7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Андриановский А.В.* и др. Цифровые решения в области инструментального контроля разработки месторождений на основе распределенных оптоволоконных измерительных систем // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 54–60. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60>

8. *Соловьева В.В., Гуляев Д.Н., Коваленко К.В.* и др. Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволокон в системе «СКМС-онлайн» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4(105). С. 24–27. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-4-24-27>

9. *Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I.* et al. Multiwell deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia case study // International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March 2019. Paper IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>

10. *Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D.* et al. Verifying local oil reserves using multi-well pressure pulse code testing // Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, 20–23 March 2018. Paper OTC-28601-MS. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>

Информация об авторах

Рамиль Анварович Мингараев – инженер, ООО «Софойл», Казань, Россия; e-mail: rammingaraev@yandex.ru

Данила Николаевич Гуляев – к.т.н., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 1296-5846, <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>; e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

Виктория Витальевна Соловьева – аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 3855-7659, <https://orcid.org/0000-0001-7988-618X>; e-mail: solovevaviktoria1997@gmail.com

Поступила в редакцию 09.09.2024

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

Testing big data analysis technology with the use of deconvolution algorithm to increase oil production*

R.A. Mingaraev¹, D.N. Gulyaev² ✉, V.V. Solovieva²

1 – Sofoil LLC, Kazan, Russia

2 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Abstract. *Objective.* To develop and test new approaches to the analysis of big data sets in the process of hydrocarbon field development to reveal the potential of production increase. *Materials and methods.* The article discusses the improvement of a technology for analyzing the results of the fixed-depth and the fiber-optic-based distributed temperature monitoring during well production by deconvolution algorithm. Based on the methodology for interpreting a single bottomhole temperature sensor, an algorithm for calculating the production dynamics was proposed and tested when temperature is measured near the interval of the reservoir. *Results.* The data obtained using the deconvolution algorithm were compared with the results of analytical calculations and the technique was tested on the real well data obtained with a fiber-optic sensor cable, confirming the effectiveness of the technique. By utilizing information on bottomhole pressure dynamics and well production history reconstructed from thermal field data, it is possible to make quick decisions on well intervention to improve production. *Conclusions.* The use of the proposed algorithm enabled to expand the limits of applicability of big data obtained using a fiber-optic distributed temperature sensor, which significantly increases the efficiency of monitoring the hydrocarbon field development.

Keywords: barothermal monitoring, deconvolution, thermometry, heat exchange effect, reservoir development surveillance, fiber-optic systems, production enhancement, thermal field

Funding: the work was carried out within the framework of applied scientific research of the National University of Oil and Gas “Gubkin University”, with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

Acknowledgments: the authors are grateful to the reviewers for the comments and recommendations on the paper.

For citation: Mingaraev R.A., Gulyaev D.N., Solovieva V.V. Testing big data analysis technology with the use of deconvolution algorithm to increase oil production. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 219–231. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

* The article is based on the report presented at the 13th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 16–17 April 2024, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia

✉ Danila N. Gulyaev, e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

© Mingaraev R.A., Gulyaev D.N., Solovieva V.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Lapshina Yu.V., Rybka V.F. The result of the application of distributed fiber-optic technology in thermometry of development wells with ESP. *Exposition Oil Gas*. 2013. No. 7(32). P. 13–16. (In Russ.).
2. Ipatov A.I., Gulyaev D.N. The role of diagnostics in optimization of the development of remaining recoverable reserves in oil fields. *Karotazhnik*. 2023. No. 3(323). P. 85–96. (In Russ.).
3. Chekalyuk E.B. *Thermodynamics of Oil Reservoir*. Moscow: Nedra, 1965. 240 p. (In Russ.).
4. Shiryayev E.O. An experience of applying fiber-optic temperature-measurement systems for well logging. *Karotazhnik*. 2023. No. 6(326). P. 76–86. (In Russ.).
5. Kremenetskiy M.I., Krichevsky V.M., Solovieva V.V., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 3. P. 151–162. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19>
6. Soloveva V.V., Kremenetskiy M.I. Gas well productivity monitoring based on the results of permanent temperature monitoring in the wellbore. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2022. No. 4(36). P. 38–50. (In Russ.). <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2022-4-38-50>
7. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Andrianovsky A.V. et al. Digital solutions for field development surveillance based on permanent distributed fiber-optic systems. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 3. P. 54–60. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60>
8. Solovieva V.V., Gulyaev D.N., Kovalenko K.V. et al. Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by “SKMS-online” system. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 4(105). P. 24–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-4-24-27>
9. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I. et al. Multiwell deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia case study. In: *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, 26–28 March 2019. Paper IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>
10. Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D. et al. Verifying local oil reserves using multi-well pressure pulse code testing. In: *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 20–23 March 2018. Paper OTC-28601-MS. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>

Information about the authors

Ramil A. Mingaraev – Engineer, Sofoil LLC, Dimitrovgrad, Russia; e-mail: rammingaraev@yandex.ru

Danila N. Gulyaev – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>; e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

Viktoria V. Solovieva – Postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-7988-618X>; e-mail: solovevaviktoria1997@gmail.com

Received 09.09.2024