

Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах

М.И. Кременецкий^{1*}, В.М. Кричевский², В.В. Соловьева², А.Н. Никонорова²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти», Санкт-Петербург, Россия

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

Работа посвящена методике онлайн-мониторинга производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременных измерений температуры в стволе вне интервалов работающих пластов. Аналитические зависимости, используемые для определения динамики расхода, основаны на выявленных с помощью моделирования и промысловых исследований закономерностях поведения температуры в интервалах движения жидкости и газа по стволу на удалении от мест поступления флюида в ствол скважины. Градиент температуры в таких интервалах практически не меняется во времени и близок к геотермическому независимо от того, стабильны приток или закачка либо скважина эксплуатируется в нестационарном или циклическом режиме. Это позволяет описать изменения во времени температуры в стволе и плотности теплового потока на его стенке аналитическими соотношениями, а также связать динамику плотности теплового потока с объемным расходом движущегося по стволу флюида.

Дано обоснование применения операции деконволюции нестационарной температуры для определения характера изменения расхода во времени при существенно нестабильном режиме работы скважины. С применением этой операции рассматриваемый способ интерпретации результатов мониторинга температуры может быть использован и для случая, когда расход в стволе меняется во времени не только циклически, но и непрерывно.

Для реализации предлагаемого подхода может использоваться широкий спектр измерительных датчиков, в том числе стационарных, распределенных по длине ствола скважины систем на основе оптоволоконка.

Ключевые слова: контроль разработки месторождений углеводородов, эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины, промыслово-геофизические методы исследования скважин, термометрия скважин, долговременный мониторинг температуры, распределенные по стволу датчики на основе оптоволоконка

Для цитирования: Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н. (2023). Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах. *Георесурсы*, 25(3), с. 151–162. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19>

Введение

Способы оперативного контроля текущей производительности действующих скважин очень разнообразны. Для получения максимально достоверной информации о дебите используются громоздкие и металлоемкие сепарационные установки. Если приоритетным является оперативный долговременный мониторинг эксплуатационных параметров, то применяются более дешевые, но увеличивающие количество объектов исследования экспрессные технологии измерений.

Эффективный мониторинг добычи и закачки предполагает разумное совмещение перечисленных подходов. Так, возможно сочетание непрерывного мониторинга расхода в скважине экспрессными методами с его дискретными оценками с использованием более совершенных и затратных средств измерений (например, устьевых сепараторов).

Спектр используемых при мониторинге методов может быть очень широк. В настоящей работе представлены

возможности нестационарной термометрии, которые пока не полностью реализованы на практике.

Рассматривается информативность экспрессной оценки динамики расхода добывающих и нагнетательных скважин на основе анализа характера изменения во времени температуры потока в стволе скважин вне интервалов работающих пластов. Данный метод уступает по точности оценки измерениям на устье. Однако, сохраняя приемлемую информативность, он способен при сравнительно малых затратах повысить охват измерениями эксплуатационного фонда скважин.

Физические основы, анализ информативности и пример практического применения рассматриваемого метода были впервые подробно разобраны в нашей предыдущей работе (Соловьева, Кременецкий, 2022).

В настоящей работе представлены результаты более детального описания закономерностей поведения температуры в действующей скважине в интервалах между эксплуатируемыми пластами. Впервые описан принципиально новый подход к интерпретации результатов термических исследований на основе метода деконволюции нестационарной температуры, который расширяет возможности термометрии при исследовании нестабильно работающих скважин.

* Ответственный автор: Михаил Израилевич Кременецкий
e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Рассматривается возможность практической реализации предложенного способа термических исследований с помощью систем стационарного долговременного мониторинга температуры распределенными по стволу оптоволоконными датчиками.

Материалы и методы

Термический режим действующей скважины вне интервалов работающих пластов

В основе интерпретации термограмм, равно как и результатов любого промыслово-геофизического исследования, лежит модель скважины и пласта. На первый взгляд, чем сложнее модель и больше число учитываемых ею параметров, тем достовернее интерпретация. Но это справедливо далеко не всегда. При одновременном влиянии на измерения нескольких процессов и дефиците дополнительной априорной информации диапазонные экспрессные оценки на основе упрощенных моделей более предпочтительны.

Модель поведения температуры в действующей скважине вне интервалов работающих пластов является классической в теории термометрии (Ramey, 1962; Непримеров и др., 1968; Пудовкин и др., 1977).

В наиболее общей постановке она предполагает совместное численное решение уравнений переноса теплоты в скважине и вмещающей среде с использованием на их контакте так называемых краевых условий «сопряжения», полагающих равенство на границе значений температур и плотностей тепловых потоков в контактирующих средах (Валиуллин и др., 2022; Кременецкий, Ипатов, 2020; Панарина и др., 2015).

Подобную модель принято называть «сопряженной».

Сложившийся экспрессный подход к решению данной задачи (рис. 1) рассматривает скважину как вертикальную круговую цилиндрическую полость, а вмещающий массив горных пород как однородную по тепловым свойствам и неограниченную по простиранию среду.

Температура флюида, движущегося по стволу скважины, усредняется по сечению ствола и является функцией глубины z и времени $t_{\text{раб}}$: $T_c(z, t_{\text{раб}})$. Температура горных пород зависит от расстояния от оси скважины r , глубины z и времени $t_{\text{раб}}$: $T_n(r, z, t_{\text{раб}})$. В начальный момент $t_{\text{раб}} = 0$ температура среды соответствует геотермической и линейно зависит от глубины. С этого момента с глубины

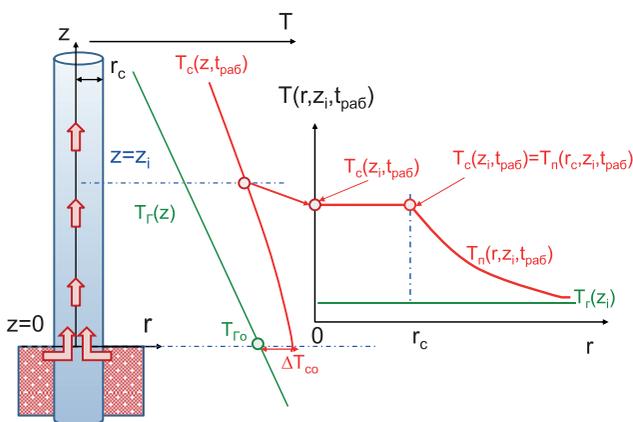


Рис. 1. Модель переноса теплоты в действующей скважине в пределах непроницаемой толщи горных пород при притоке (комментарии и условные обозначения см. в тексте)

$z = 0$ в скважину поступает однокомпонентный однофазный флюид с постоянными объемным расходом и температурой.

Температуры потока в стволе и массива вмещающих горных пород на стенке скважины $r = r_c$ близки (т.е. коэффициент теплоотдачи между потоком и стенкой скважины принимается аномально высоким):

$$T_c(z, t_{\text{раб}}) = T_n(r_c, z, t_{\text{раб}}) \quad (1)$$

Тогда изменение температуры по длине ствола можно описать приближенным соотношением (Непримеров и др., 1968; Пудовкин и др., 1977; Кременецкий, Ипатов, 2020):

$$T_c(z) = T_{r0} \mp \Gamma z \pm \Gamma \cdot B \cdot (1 - e^{-z/B}) + \Delta T_{co} \cdot e^{-z/B} \quad (2)$$

Знак “±” соответствует движению снизу вверх, знак “±” – сверху вниз, значение $z = 0$ – глубине поступления флюида в ствол скважины, величина z увеличивается в направлении движения, T_{r0} , ΔT_{co} – геотермическая температура и отличие от нее температуры поступающего в ствол флюида на глубине $z = 0$, Γ – геотермический градиент.

Параметр B (так называемый нормированный коэффициент теплоотдачи) определяется по формуле:

$$B = \frac{C_{\text{оф}} Q_c f(t_{\text{раб}})}{2\pi\lambda_T} \quad (3)$$

где $C_{\text{оф}}$ – объемная теплоемкость флюида в стволе, r_c – радиус скважины, Q_c – объемный расход флюида, λ_T – теплопроводность массива горных пород, $f(t_{\text{раб}})$ – функция времени, зависящая от продолжительности работы скважины $t_{\text{раб}}$ и тепловых свойств вмещающей среды.

Комплексный параметр $C_Q = C_{\text{оф}} Q_c$ косвенно характеризует теплосодержание движущегося по стволу потока смеси.

Экспрессная и сопряженная модели описывают поведение температуры в стволе действующей скважины сходным образом.

Температура при фиксированном времени меняется с глубиной по экспоненциальному закону, а ее градиент по мере удаления от отдающего пласта стабилизируется, приближаясь к геотермическому.

На удалении от пласта наклоны термограммы и геотермограммы становятся практически неотличимыми друг от друга. С ростом дебита это происходит на большем расстоянии от пласта. Чем дольше и стабильнее работает скважина, тем точнее расчеты на основе экспрессной модели (рис. 2).

Нормированный коэффициент теплоотдачи как один из базовых инвариантов термометрии скважин

Выражение (2) для оценки температуры в скважине существенно упрощает расчеты. Его главным преимуществом является выделение на фоне прочих базового информативного эффекта – теплообмена движущегося в стволе флюида с вмещающей толщей горных пород, что позволяет связать изменение температуры по стволу скважины с инвариантным параметром B . Прямая зависимость этого параметра от объемного расхода флюида является основой для оценки расхода по термограмме вне интервалов работающих пластов.

Влияние на величину B тепловых свойств массива вмещающей среды (горных пород, элементов конструкции скважины) существенно снижает точность определения

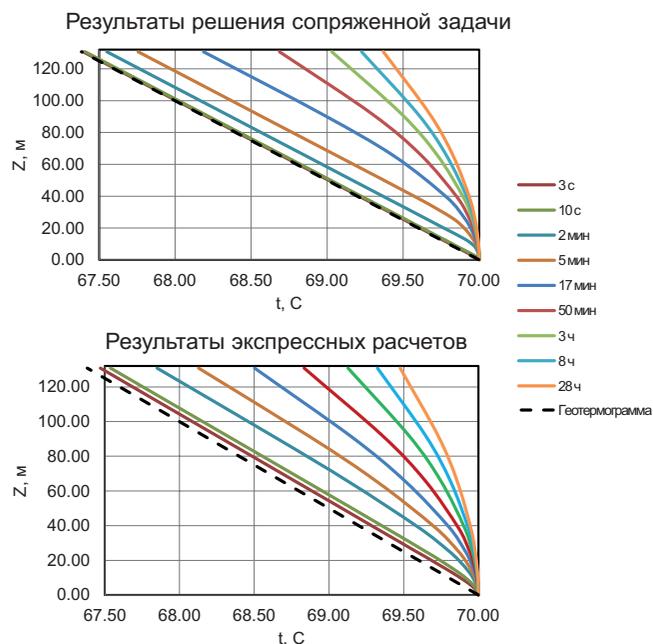


Рис. 2. Сопоставление профилей изменения температуры в стволе добывающей скважины вне интервалов работающих пластов; профили рассчитаны на основе сопряженной (верхний фрагмент) и экспрессной (нижний фрагмент) моделей, влияние эффекта дросселирования в стволе пренебрежимо мало

расхода по данным термометрии. Априорную информацию об изменении этих параметров для конкретной исследуемой скважины получить сложно. Поэтому расчеты носят оценочный характер: определяется диапазон возможных дебитов при максимально возможных изменениях тепловых свойств в условиях скважины. Однако при долговременном мониторинге динамики дебита во времени, когда актуален анализ относительных изменений данного параметра, отсутствие информации о тепловых свойствах уже не имеет решающего значения.

Такой упрощенный подход может применяться для приблизительной оценки объемного расхода движущейся по стволу скважины многокомпонентной смеси.

В этом случае по результатам термометрии приближенно оценивается инвариантный параметр – так называемое эквивалентное теплосодержание потока смеси $C_{Q\Sigma}$. Для определения этого параметра для каждой компоненты рассчитывается произведение ее расхода на объемную теплоемкость, затем полученные результаты суммируются (Панарина и др., 2015; Соловьева, Кременецкий, 2022):

$$C_{Q\Sigma} = C_{об} Q_{в} + C_{он} Q_{н} + C_{ог} Q_{г} \quad (4)$$

где $C_{оф}$ – объемная теплоемкость движущейся в стволе смеси флюидов, $C_{об}$, $C_{он}$, $C_{ог}$ – объемные теплоемкости его компонент (воды, нефти и газа).

Повысить эффективность мониторинга позволяет периодическая коррекция результатов расчетов по дискретным контрольным измерениям температуры на устье (Соловьева, Кременецкий, 2022).

Распределение температуры по стволу циклически и нестабильно работающих скважин

На рис. 2 хорошо видна особенность поведения температуры по глубине. При длительной работе скважины с ростом удаления глубины измерения температуры от места поступления флюида в ствол градиент температуры

в стволе приближается к естественному, а разница между термограммой и геотермограммой на фиксированной глубине стремится к величине $\left| \lim_{z \rightarrow \infty} (T_c - T_r) \right| = \Gamma B$. Такая закономерность присуща как восходящему потоку флюида (рис. 3, а), так и нисходящему (рис. 3, б) вне зависимости от температуры, поступающей в ствол газожидкостной смеси.

Результаты численных экспериментов и термических исследований скважин при различных условиях проведения измерений показывают, что базовые закономерности поведения температуры по глубине и во времени сохраняются и для более сложных и близких к реальным условиям проведения исследований (таких, как радиальная неоднородность вмещающей среды, циклическая работа скважины, непрерывное изменение во времени дебита, температуры и направления движения флюида, многокомпонентный приток и др.) (Кременецкий, Ипатов, 2020; Валиуллин и др., 2022; Панарина и др., 2015; Соловьева, Кременецкий, 2022). Это подтверждается исследованиями по скважине механизированного фонда, оснащенной электроцентробежным насосом (ЭЦН) (рис. 4). Оборудование скважины байпасной системой Y-tool позволило выполнить циклические измерения геофизических параметров в интервале ниже приема насоса.

Первый цикл измерений осуществлялся в период длительной остановки скважины. За это время под воздействием внутриколонного межпластового перетока сверху вниз в стволе сформировался температурный профиль, наглядно повторяющий описываемое моделью поведение температуры (рис. 3, б), типичное для нисходящего движения жидкости.

Последующий цикл измерений выполнен в период запуска скважины на технологический режим отбора. Результаты термометрии отражают совместное влияние двух протекающих одновременно нестационарных переходных процессов. Первый связан с релаксацией влияния перетока, второй – с усилением воздействия восходящего движения жидкости, связанного с началом притока из отдающего пласта. В итоге после длительной работы скважины в стволе формируется температурный профиль, характерный для движения жидкости снизу вверх – к устью скважины, аналогичный представленному на рис. 3, а.

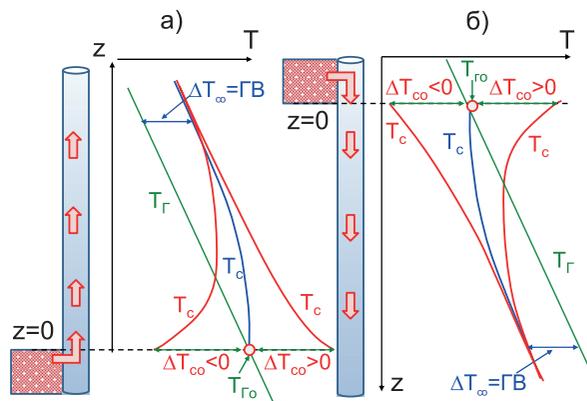


Рис. 3. Распределение температуры с глубиной в интервале вне интервала работающего пласта при температуре поступающего в ствол скважины флюида, существенно отличающейся от первоначальной: а) восходящий поток; б) нисходящий поток (условные обозначения аналогичны принятым в тексте)

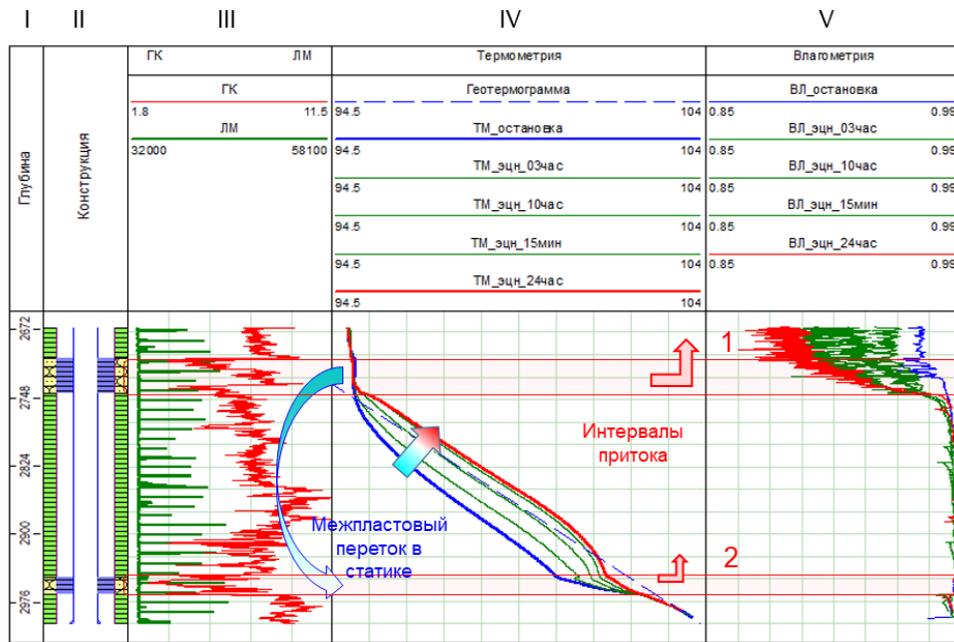


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований в стабильно работающей скважине механизированного фонда (ЭЦН), выполненных с помощью байпасного оборудования Y-tool. В окнах планшета слева направо: I – колонка глубин; II – конструкция скважины; III – результаты ГК и локатора муфт; IV – результаты термометрии при работе насоса и в остановленной скважине; V – результаты влагометрии

Несмотря на нестабильный режим работы скважины, для обоих циклов характерно рельефное, отвечающее теоретическим представлениям экспоненциальное изменение температуры по глубине. Градиент температуры в стволе приближается к естественному по мере удаления от места поступления пластового флюида в ствол.

Зависимость температуры в стволе скважины от расхода, отражающая аналогию процессов тепло- и массопереноса

Итак, при работе скважины как с монотонным, так и циклически меняющимся расходом на значительном расстоянии от места поступления флюида в скважины профиль температуры по глубине перестает зависеть от того, с какой температурой он поступает в ствол. При этом градиент температуры стабилизируется во времени, приближаясь к естественному (геотермическому).

В подобных условиях характер изменения температуры во времени соответствует изменению плотности теплового потока на стенке скважины, которое, в свою очередь, связано с дебитом. Данное соответствие отражает идентичность поведения полей температуры и давления.

Базовые соответствия характеризующих эти поля физических параметров и аналитических соотношений подробно рассмотрены нами в работе (Соловьева, Кременецкий, 2022).

В сокращенном виде они приведены в табл. 1, где кроме упомянутых в тексте используются следующие условные обозначения: μ – вязкость флюида, k – проницаемость пласта, Q_{hi} – дебит притока в циклах на единицу толщины пласта λ_p , a_T – теплопроводность и температуропроводность вмещающих горных пород, $C_{оф}$ – объемная теплоемкость флюида в стволе, Q_{Thi} – плотность теплового потока на стенке скважины в циклах на единицу ее длины.

Подчеркнем, что данная аналогия условна, поскольку сравниваются друг с другом существенно различные физические закономерности. Изменение давления со временем связано с массопереносом в пористой среде коллектора, а температуры – с кондуктивным переносом теплоты по простираению за пределами работающих пластов без перемещения вещества.

Воспроизведение истории работы скважины по динамике температуры в стволе во времени

Остановимся подробнее на обосновании описанной выше зависимости между температурой в действующей скважине на удалении от глубины поступления флюида в ствол и дебитом. В ее основу положен баланс тепловых потоков в интервале ствола, удаленном от работающего интервала, на расстоянии, достаточном для того, чтобы термограмма и геотермограмма стали практически параллельными друг другу (рис. 5).

Применительно к этому случаю соотношение, описывающее баланс тепловых потоков для участка ствола скважины длины Δz в интервале движения газожидкостной смеси вне интервалов работающих пластов, будет выглядеть следующим образом (Соловьева, Кременецкий, 2022):

$$C_{оф} \cdot Q_c \cdot \Delta T = Q_{th} \Delta z \tag{5}$$

Левая часть уравнения (5) характеризует потери тепловой мощности потока смеси в стволе после пересечения им рассматриваемого участка. Правая часть выражает мощность, которую поток отдает массиву вмещающих горных пород.

Из соотношения (5) следует

$$Q_{th} = C_{оф} \cdot Q_c \cdot \Delta T / \Delta z = C_{оф} \cdot Q_c \cdot \Gamma \tag{6}$$

Условные обозначения в формулах (5) и (6) аналогичны принятым в соотношениях (2) и (3) и на рис. 5.

Поле давлений (барометрия скважин, ГДИС)			Поле температур (термометрия скважин)		
1	Объем флюида	G м ³	Количество теплоты	G_T	Дж
2	Дебит	$Q = \frac{dG}{dt}$ м ³ /с	Тепловой поток	$Q_T = \frac{dG_T}{dt}$	Вт
3	Скорость	$w = \frac{Q}{S} = \frac{dQ}{S \cdot dt}$ м/с	Плотность теплового потока	$q_T = \frac{Q_T}{S} = \frac{dG_T}{S \cdot dt}$	Вт/м ²
5	Дебит на единицу толщины пласта h	$Q_h = \frac{Q}{h} = \frac{dG}{dt \cdot h}$ м ² /с	Тепловой поток, на единицу длины ствола h	$Q_{Th} = \frac{Q_T}{h} = \frac{dG_T}{dt \cdot h}$	Вт/м
6	Сжимаемость	β 1/Па	Объемная теплоемкость	$C_o, C_{оф}$	Дж/м ³ · К
7	Подвижность	k/μ [м ² /Па · с]	Теплопроводность	λ_T	Вт/м · К
8	Пьезопроводность	$\chi = \frac{k}{\mu} \cdot \beta$ м ² /с	Температуропроводность	$a_T = \frac{\lambda_T}{C_\gamma}$	м ² /с
9	Давление	$P, \Delta P$ МПа	Температура	$T, \Delta T$	К
10	Закон Дарси	$w = -\frac{k}{\mu} \text{grad } P$ м/с	Закон Фурье	$q_T = -\lambda_T \text{grad } T$	Вт/м ²
11	Уравнение пьезопроводности	$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}$ Па/м ²	Уравнение теплопроводности	$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{1}{a_T} \frac{\partial T}{\partial t}$ К/м ²	
12	Изменение давления при циклической работе скважины	$\Delta P = \frac{\mu}{4\pi k} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} Q_{hi} \left[E_1 \left(\frac{r_c^2}{4\chi(t_n - t_{i-1})} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4\chi(t_n - t_i)} \right) \right] + Q_{hn} \cdot E_1 \left(\frac{r_c^2}{4\chi(t_n - t_{n-1})} \right) \right\}$	Изменение температуры при циклической работе скважины	$\Delta T = \frac{1}{4\pi\lambda_T} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} Q_{Thi} \left[E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{i-1})} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_i)} \right) \right] + Q_{Thn} \cdot E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{n-1})} \right) \right\}$	

где $t_i, i = 1, n$, – границы циклов, $n > 1$, r_c – радиус скважины, циклы нумеруются от 1 до n , а границы – от 0 до n , Узел с индексом i имеет левую границу с индексом $i - 1$ и правую границу с индексом i .

Табл. 1 Описание переноса теплоты в действующей в скважине на основе аналогии в поведении полей температуры и давления (Соловьева, Кременецкий, 2022)

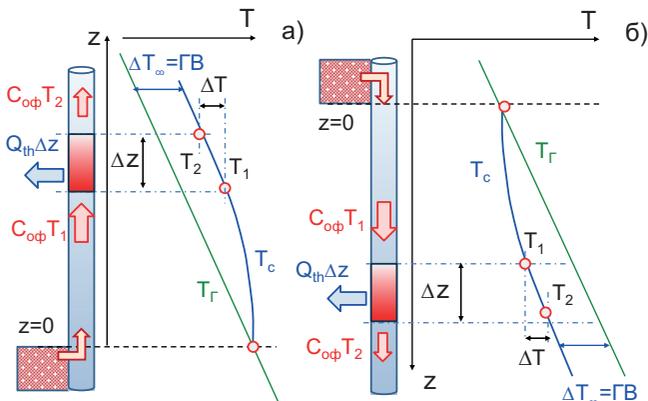


Рис. 5. К оценке взаимосвязи дебита скважины и интенсивности теплообмена потока флюида в стволе в вмещающим массивом горных пород при восходящем (а) и нисходящем движении по стволу газожидкостной смеси. T_g – фоновое (геотермическое) распределение температуры по длине ствола, T_c – изменение температуры по стволу действующей скважины, $\Delta T = |T_1 - T_2|$ приращение температуры T_c в интервале глубин Δz (выделен красной заливкой), T_1, T_2 – отсчеты по термограмме T_c на границах интервала, $C_{оф}T_1, C_{оф}T_2$ – тепловые мощности потока флюида при входе в интервал Δz и на выходе из него, $Q_{th}\Delta z$ тепловая мощность, передаваемая скважиной массиву горных пород в пределах интервала Δz , Γ – геотермический градиент

Оценка динамики расхода по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе вне интервалов работающих пластов при циклической работе скважины

Практическая реализация данной технологии предполагает широкое использование технических и методических средств долговременного стационарного мониторинга геофизических параметров, среди которых температура является одним из приоритетных (Гуляев и др., 2012а; Мартынов и др., 2014).

Обработка результатов мониторинга температуры предполагает определение циклически меняющегося расхода Q по аномалии температуры ΔT с применением рекуррентной аналитической формулы, которая следует из соотношения, приведенного в п. 12 табл. 1 для поля температуры, с учетом (6) (Соловьева, Кременецкий, 2022):

$$C_{Q1} = C_{оф}Q_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{\Gamma} \frac{\Delta T_1}{E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)} \right)}, \text{ если } n = 1. \quad (7)$$

$$C_{Qn} = C_{оф}Q_n = \frac{\Delta T_n \frac{4\pi\lambda_T}{C_{оф}\Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i \left(E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{i-1})} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_i)} \right) \right)}{E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{n-1})} \right)}$$

если $n > 1$. (8)

Расчеты с помощью указанных соотношений проводятся в следующей последовательности.

- По характеру поведения температуры во времени с учетом других параметров режима работы скважины (в первую очередь давления в стволе и на устье)

выделяются границы циклов, существенно отличающиеся дебитом.

- Рассчитываются приращения температуры ΔT_i на границах циклов.
- С помощью соотношения (7) рассчитывается расход для первого из циклов.
- С помощью уравнения (8) определяются расходы для последующих циклов.
- Для расчетов по формулам (7) и (8) необходима оценка геотермической температуры на глубине измерения T_r .

Используемые для расчетов аналитические формулы получены при существенных допущениях, получаемые на их основе расходы являются оценочными.

Но дальнейшее усложнение расчетных соотношений с увеличением числа учитываемых параметров (дифференциации массива горных пород по тепловым свойствам, конструктивных особенностей ствола скважины и подземного оборудования и др.), по нашему мнению, вряд ли имеет смысл, поскольку достоверных данных о большинстве параметров нет. В этих условиях более сложные и громоздкие расчеты могут оказаться не просто бесполезными, но наоборот снизить точность количественных оценок по результатам термических исследований.

Нам представляется наиболее рациональным введение с помощью метода интерполяции поправок в результаты расчетов на основе периодических контрольных измерений расходов на устье с определением дебита за пределами опорных точек. Такой подход может быть применен при работе скважины многокомпонентной продукцией. Подход к интерпретации результатов в этом случае аналогичен вышеописанному. Вместо соотношений для полей давления и температуры, приведенных в п. 12 табл. 1, используются их аналоги, в левой части которых роль комплексного параметра Q_c выполняет эквивалентное теплосодержание потока смеси C_{QS} , определяемое соотношением (4).

Результаты

Пример экспрессной оценки дебита/приемистости циклически работающей скважины

Предлагаемая методика была опробована на нескольких добывающих и нагнетательных объектах и показала хорошие результаты. Успешное первичное испытание было проведено в циклически работающей добывающей скважине с многокомпонентным притоком (Соловьева, Кременецкий, 2022).

В дальнейшем эффективность методики была подтверждена более полным анализом полученных материалов. На рис. 6 приведен пример оценки, согласно результатам термометрии, компонентных дебитов в скважине, работающей газонефтяной продукцией.

Следующим этапом апробации методики стало восстановление по данным термометрии приемистости нагнетательной скважины. Для количественного анализа нам были дополнительно предоставлены данные, измеренные с помощью стационарных манометра и расходомера (рис. 7, а). Однако результативность расходомерии при увеличении интенсивности нагнетания существенно падает (рис. 7, б).

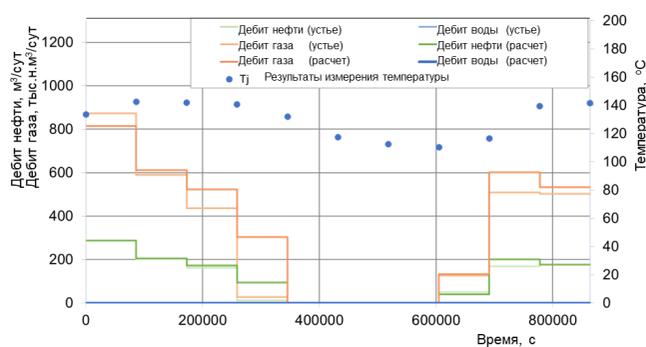


Рис. 6. Сравнение дебитов компонент водогазонефтяной смеси, рассчитанных по данным термометрии, с результатами измерений на устье скважины

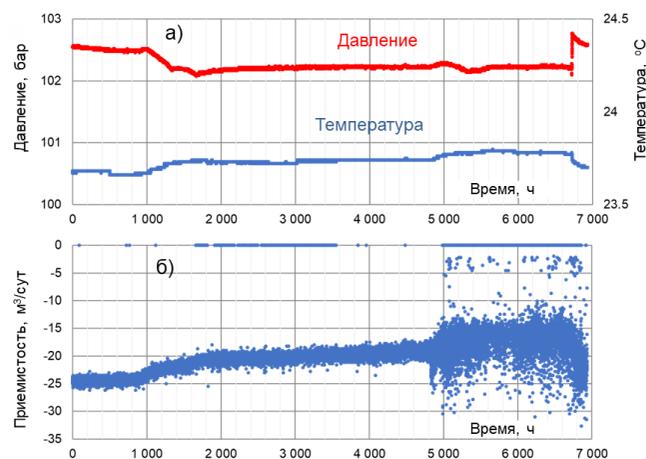


Рис. 7. Результаты долговременного мониторинга температуры, давления (а) и приемистости (б) в нагнетательной скважине

В этом случае оценка расхода по результатам термометрии представляется более предпочтительной. На рис. 8 показаны результаты определения расхода перечисленными методами.

Цифровая обработка результатов термометрии с применением алгоритма деконволюции

При нестабильной работе скважины, когда дебит является произвольной функцией времени $Q_c(t)$, соотношение (8) по аналогии с формулой, описывающей приращение давления, можно преобразовать следующим образом:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta \tau \rightarrow 0} \frac{C_{оф} \Gamma}{4\pi\lambda_T} \left\{ Q_c(\tau) \sum_1^n \left[E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t - \tau + \Delta \tau)} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T(t - \tau)} \right) \right] \right\} \quad (9)$$

где $0 < \tau < t$.

Обозначив

$$\frac{C_{оф} \Gamma}{4\pi\lambda_T} E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T \theta} \right) = \Omega(\theta)$$

получим:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta \tau \rightarrow 0} \left\{ Q_c(\tau) \sum_1^n [\Omega(t - \tau + \Delta \tau) - \Omega(t - \tau)] \right\} = \int_0^t Q_c(\tau) \frac{\partial \Omega(t - \tau)}{\partial(t - \tau)} d\tau \quad (10)$$

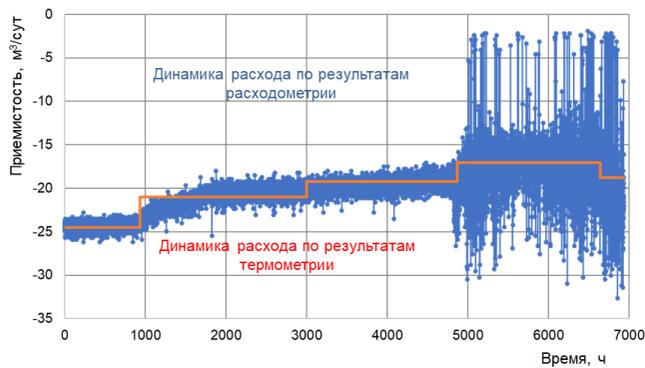


Рис. 8. Результаты количественной оценки расхода по термометрии и механической расходомерии

Или, обозначив $u = t - \tau$, окончательно имеем:

$$\Delta T(t) = \int_t^0 Q_c(t-u) \frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} d(-u) = \int_0^t Q_c(t-u) \frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} du \quad (11)$$

Таким образом, приращение температуры $\Delta T(t)$ (аналогично приращению давления) при произвольно меняющемся во времени дебите $Q_c(t)$ может быть представлено в виде классического интеграла Дюамеля (свертки). Это представление может быть использовано для определения дебита $Q_c(t)$ как функции времени по приращению температуры $\Delta T(t)$ с применением операции деконволюции (Коваленко и др., 2018; Gringarten, 2008; Aibazarov et al., 2019).

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

Задачу в данной постановке легко обобщить на случай более сложных условий теплообмена потока газожидкостной смеси в стволе с вмещающей средой, например с учетом более сложных закономерностей теплоотдачи на стенке скважины, неоднородности среды по тепловым свойствам и др., соответственно модифицировав функцию $\Omega(\theta)$.

Пример и границы применимости подхода деконволюции

Рассмотрим пример расчета с помощью деконволюционного метода расхода в нагнетательной скважине, в которой в процессе циклически меняющегося расхода проводился мониторинг температуры. Исходными данными для расчета расхода являлись измеренные температуры во времени стационарным датчиком, который был расположен в насосно-компрессорных трубках (НКТ) на существенном удалении от принимающих пластов.

Для решения задачи мы воспользовались лабораторной версией солвера деконволюции по давлению в программном комплексе PolyGon (разработка ООО «Поликод»).

Остановим на особенностях осуществления процедуры деконволюции в практических расчетах.

В качестве входных параметров для этой процедуры выбраны временные зависимости как температуры, так и расхода.

Если присвоить расходу максимальный весовой коэффициент, то процедура оставит его неизменным и рассчитает так называемую функцию влияния $\Omega(\theta)$, определяющую

тесноту связи между зависимостями изменения во времени температуры и расхода.

Снизив весовой коэффициент, мы предоставляем деконволюционной процедуре дополнительную возможность исправить данные о расходе, чтобы они наилучшим образом соответствовали характеру изменения во времени исходной температуры.

Чтобы проверить надежность и проиллюстрировать наглядность этой процедуры, мы изначально подавали на ее вход в качестве начальной ступенчатую кривую расхода, значения которого для всех циклов работы скважины были приняты одинаковыми. Исключения составляли циклы статики, где начальные расходы были приняты равными нулю.

Результаты расчета представлены на рис. 9, а, где они сопоставлены с истинными значениями расхода скважины, измеренными непосредственно на скважинном отводе с помощью ультразвукового счетчика СВУ. На рис. 9, б сопоставлены измеренные и определенные на основе вычисленных значений расхода температуры.

Из рисунка видно, что расход восстановлен с достаточно высокой точностью в широком диапазоне изменения дебита. На рис. 10 приведена log-log-характеристика функции $\Omega(\tau)$, восстановленной во время расчета.

Отметим уменьшение производной на поздних временах, которое по аналогии с анализом производной давления свидетельствует о наличии источника поддержки температуры, которым является пласт.

Качество решения можно проконтролировать по результатам совмещения измеренной и рассчитанной в ходе деконволюции температур, приведенных на рис. 9, б.

Границы применимости описанного подхода требуют более глубокого анализа, который выходит за рамки настоящей статьи.

Дело в том, что формальная сходимость результатов измерений и расчетов – это необходимый, но не достаточный критерий успешности расчетов. Поиск ядра свертки

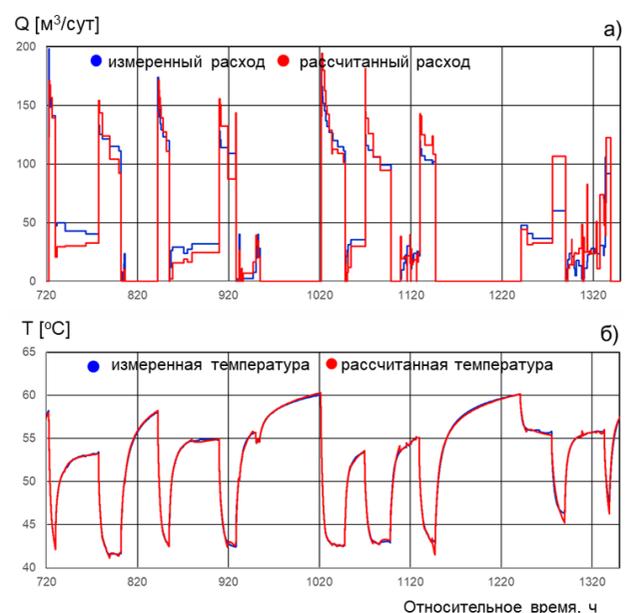


Рис. 9. Результаты деконволюционного расчета: а) сопоставление измеренного расхода с восстановленным по данным температурного мониторинга; б) контроль качества мониторинга по совмещению температуры

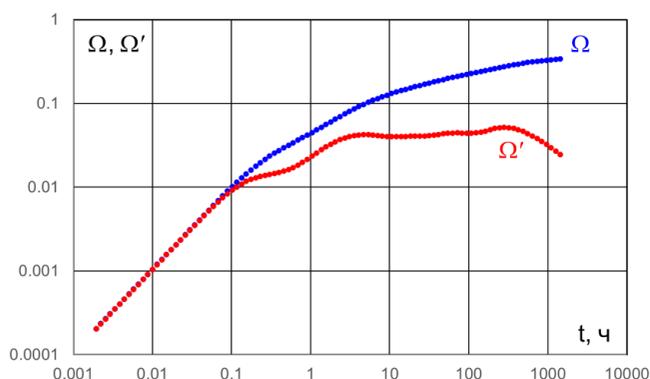


Рис. 10. Функция влияния $\Omega(t)$ и ее логарифмическая производная

является некорректной обратной задачей и в общем случае может приводить к различным результатам при небольших колебаниях настроечных весов.

Однако существуют методы проверки решения на устойчивость, включающие в себя, например:

- старт с контрастно разных начальных приближений по дебиту;
- оценку стабильности решения при зашумлении исходных данных;
- оценку стабильности решения при изменении настроечных весов (веса на кривизну, веса на дебит и т.д.);
- кросс-валидацию решения, в ходе которой контролируется качество воспроизведения фактических данных на валидационном интервале, изначально скрытом от алгоритма.

Для снижения рисков неоднозначности интерпретации мы предлагаем в дальнейшем применять все перечисленные методы.

Для независимого контроля достоверности количественной интерпретации результатов непрерывного мониторинга температуры предполагается также широко использовать результаты дискретных контрольных измерений дебита на устье; см. соотношение (16).

Мы уже отмечали, что использование данного элемента технологии при мониторинге хотя и необязательно, но крайне желательно, поскольку позволяет существенно снизить негативное влияние на результаты систематических погрешностей, прежде всего связанных с низкой достоверностью информации о тепловых свойствах вмещающей среды.

Деконволюционный подход как средство расширения границ применимости термометрии

Отметим, что использование алгоритма деконволюции для решения рассматриваемой задачи существенно расширяет границы применимости нестационарной термометрии. В этом случае тепловая мощность, которой поток газожидкостной смеси обменивается с массивом горных пород, уже может меняться не только циклически, но и непрерывно. Следовательно, принятые ранее жесткие ограничения на выбор глубины мониторинга изменения температуры в стволе скважины становятся лишними.

Глубину измерения теперь необязательно выбирать в пределах интервала, где термограмма в действующей скважине параллельна фоновой (геотермограмме), достаточно того, чтобы температура, как и в случае

циклического притока, измерялась в интервалах вне работающих пластов.

В этом случае напрямую воспользоваться формулой (6) для расчетов уже не удастся, поскольку градиент температуры в скважине не будет близок к геотермическому. Его величина будет меняться в зависимости от глубины регистрации температуры и подлежит непосредственному измерению, а соотношение (6) примет вид

$$Q_{th} = C_{of} Q \frac{\partial T}{\partial z} \quad (12)$$

Практическое применение этой формулы возможно, если контролируется не изменение температуры в заданной точке, а ее динамика в заданном интервале глубин. Для этого нужны принципиально другие средства измерения, как минимум одновременное использование нескольких стационарных датчиков, разнесенных по глубине. Такими приборами могут стать распределенные по длине ствола температурные датчики на основе оптоволокна.

Обсуждение

Очевидно, что использование данных температурного мониторинга для независимой оценки динамики дебита и приемистости может существенно улучшить промышленный контроль.

Предлагаемая методология и способы анализа результатов мониторинга термических исследований имеют практическое значение для достаточно широкого спектра условий измерений. Скважины могут быть добывающими или нагнетательными, могут работать со стабильным или монотонно меняющимся расходом, могут эксплуатироваться в циклическом режиме, включая периоды статики разной продолжительности.

Результаты измерения температуры могут быть использованы для уточнения параметров режима работы скважины по материалам промыслово-технологических или промыслово-геофизических исследований (Ипатов, Кременецкий, 2012; Мартынов и др. 2014; Кременецкий, Ипатов, 2020; Валиуллин и др., 2022).

Традиционными методами определения дебита (приемистости) эксплуатационных скважин являются механическая и термокондуктивная расходомерия. Но в усложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин результаты измерений расходомером далеко не всегда обладают должной информативностью. Это особенно касается скважин, вскрывающих продуктивные пласты с трудноизвлекаемыми запасами, для которых характерны низкие дебиты, сложный состав и структура притока, нестабильное поведение во времени.

Термометрия в данном случае нередко становится альтернативой расходомерии. Наиболее благоприятными для проведения термических исследований являются скважины с преимущественно однокомпонентным, однофазным заполнением ствола, прежде всего нагнетательные.

Возможности термических исследований добывающих скважин, особенно при сложном составе и структуре притока, существенно ограничены. Тем не менее этот метод даже в таком сложном случае сохраняет информативный потенциал при определении интегральных объемных расходов многофазного многокомпонентного притока и позволяет в этом случае определить инвариантный параметр – эквивалентное теплосодержание потока смеси

(см. соотношение (4)) (Соловьева, Кременецкий, 2022; Кременецкий, Ипатов, 2020).

На рис. 11, как пример, представлены результаты мониторинга геофизических параметров в работающей в циклическом режиме скважине, вскрывающей совместно три продуктивных пласта, состав которого представлен нефтегазоводяной продукцией. В кровле каждого из них размещен дистанционный геофизический прибор, включающий датчики расхода (а), водосодержания (б), давления (в) и температуры (г).

На показания расходомера (рис. 11, а) сильно влияет состав заполнителя ствола. Они подлежат количественной интерпретации только при высоком содержании воды в стволе (рис. 11, б).

Данные термометрии (рис. 11, г) более корректно отражают режим работы скважины. Они хорошо коррелируются с одной из базовых характеристик режима – с измеренными давлениями (рис. 11, в).

Очевидной альтернативой рассматриваемого подхода являются измерения расходных характеристик потока на устье, но такие исследования сложно выполнять в режиме постоянного мониторинга. Чаще всего они выполняются дискретно. Оптимальным является сочетание в равной мере непрерывных замеров температуры на глубине и дискретных измерений расхода на устье.

Получаемые с помощью описанного способа результаты являются наиболее корректными, если в газожидкостном потоке преобладает содержание какой-либо одной из компонент. Это могут быть нагнетательные скважины, добывающие скважины с высокой обводненностью, эксплуатационные газовые скважины на начальном этапе обводнения.

Точность подобных оценок при притоке в ствол сложных нефтегазоводяных смесей значительно снижается прежде всего из-за существенного отличия скоростей

перемещения по стволу компонент смеси. Отметим также, что даже вне интервалов работающих пластов из-за зависимости свойств компонент от температуры и давления в стволе объемные содержания компонент меняются и по глубине.

В качестве одной из наиболее серьезных помех при измерениях является переход в свободную фазу растворенного в нефти газа при давлении ниже давления насыщения.

Перечисленные факторы полностью не исключают приближенную оценку фазовых расходов, но ставят ее точность в зависимость от конкретных условий проведения термических исследований: компонентных долей в притоке воды, нефти и газа, газового фактора для нефти, характеристик растворимости газа в нефти, режима работы скважины и пр.

Негативное влияние этой помехи может значительно снизить, а иногда и полностью исключить пересчет объемов и расходов фаз с одной глубины на другую, а также корректировку результатов мониторинга динамики производительности скважины по результатам измерений на устье.

Подобная корректировка, если она все же допустима, должна выполняться обязательно с учетом PVT-модели, описывающей текущее состояние нефтегазоводяной смеси и динамику фазовых переходов. Очевидно, одним из следующих этапов настоящей работы станет детальный анализ границ применимости и информативности термометрии с учетом данной помехи.

Наиболее широкой и значимой областью использования рассматриваемого подхода работы с результатами термометрии, по нашему мнению, является анализ результатов измерения температуры, полученных с помощью систем стационарного мониторинга геофизических параметров.

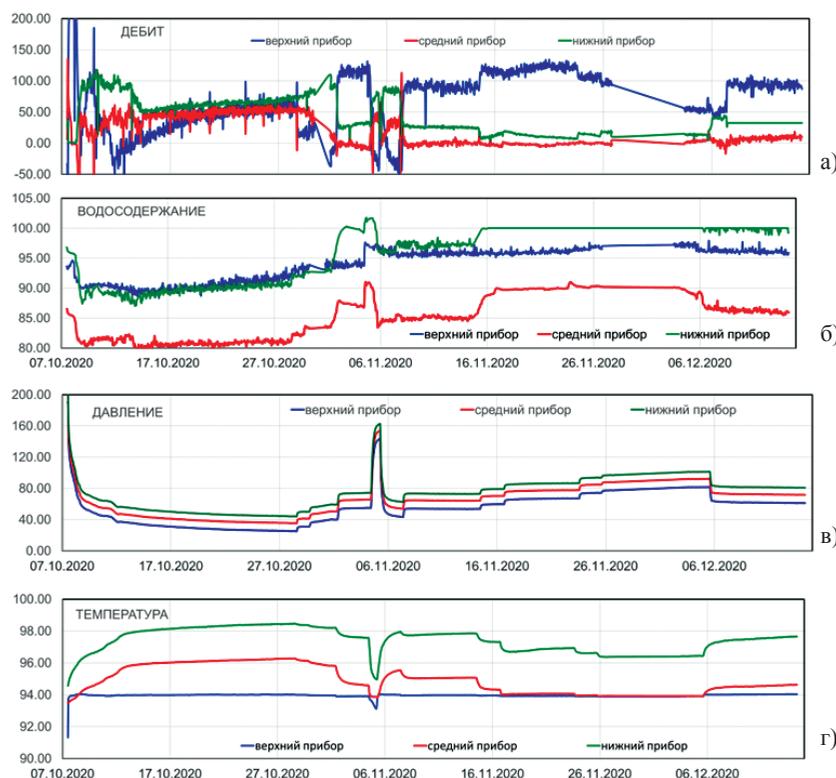


Рис. 11. Результаты долговременного мониторинга промыслово-геофизических параметров

Данная область промыслово-геофизического контроля в настоящее время активно развивается, на практике апробируются разнообразные технические решения: дистанционные и автономные датчики, размещаемые в стволах фонтанирующих скважин или под приемом насоса в скважинах механизированного фонда: см. рис. 11 (Гуляев и др., 2012б; Соловьева, Кременецкий, 2020; Якин и др., 2016; Молчанов, Абрамов, 2004).

Наибольшие перспективы рассматриваемого способа определения производительности скважин мы связываем с дальнейшим развитием распределенных по стволу измерительных систем на основе оптоволоконна (Кременецкий и др., 2012; Ипатов и др., 2012; 2016; 2022; Ipatov et al., 2017; Мартынов и др., 2014; Браун, Рогачев, 2005; Malanya et al., 2016; Bao, Chen, 2012; Hartog, 2017).

Наряду с анализом результатов долговременных исследований рассматриваемый способ предоставляет возможность мониторинга быстропротекающих процессов, при которых проявляются характерные закономерности поведения температуры, отмеченные в настоящей работе.

На рис. 12 показан один из возможных вариантов графического представления результатов измерений оптоволоконным датчиком в удобном для последующего анализа виде. На рис. 12, а приведена так называемая тепловая карта, где значение измеренной температуры отображено на информативном поле, координатами которого являются время проведения измерений и удаление точки измерений от устья скважины. На рис. 12, б представлены диаграммы изменения температуры во времени на выбранных для анализа отметках ствола.

В случае диагностики аномального поведения температуры в режиме реального времени на основе результатов измерений можно оперативно провести более детальный качественный и количественный анализ изменения параметров как по глубине, так и по времени. Представленный алгоритм ориентирован на уменьшение трудозатрат специалистов и более эффективный мониторинг температуры

с целью подготовки результатов измерений к оперативной оценке динамики производительности скважины в онлайн-режиме.

Заключение

Предложенная методика долговременного мониторинга температуры позволяет оценить изменения производительности скважины при нестабильной или циклической работе скважины, а также с помощью минимального набора данных провести достаточно информативный анализ изменения дебита скважины, что позволит в дальнейшем судить о работе всего месторождения.

Кроме того, с помощью этой методики возможно восстановление режимов работы нагнетательных скважин, что крайне важно для дальнейших гидродинамических исследований и оптимизации системы поддержания пластового давления.

Рассмотренная методика имеет достаточно обширный спектр использования за счет небольшого количества требуемой входной информации. Так, например, при ее модернизации или увеличении входной информации (такой, как единичные фактические замеры дебита) можно перейти к количественной интерпретации с организацией постоянного мониторинга изменения дебита скважин.

В будущем, как нам видится, данная методика может стать одной из основных применяемых для анализа мониторинга работы добывающих и нагнетательных скважин, а ее результаты могут стать одними из постоянных маркеров, используемых для выявления нарушений и оптимизации работы скважин в режиме реального времени.

Финансирование/Благодарности

Авторы выражают большую благодарность ПАО «Газпром нефть» за предоставленные материалы.

Работа выполнена в рамках программы прикладных научных исследований РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, финансируемой Министерством науки и высшего образования РФ.

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

Браун Дж., Рогачев Д. (2005). Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков. *Технологии ТЭК*, (1), с. 5–11.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабилов Т.Р., Садретдинов А.А., Закиров М.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К. (2022). Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 7(1), с. 99–109.

Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Михайленко Е.Е. (2012а). Управление разработкой на основе долговременного гидродинамического мониторинга на примере Западно-Сальмского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 36–39.

Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.Н., Мельников С.И. (2012б). Анализ взаимовлияния скважин по результатам стационарного глубинного мониторинга на основе секторного моделирования. *Нефтяное хозяйство*, (5), с. 82–85.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (2012). Долговременный мониторинг промысловых параметров, как знаковое направление современных ГДИС. *Инженерная практика*, (9), с. 4–8.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Андриановский А.В., Трусов А.В., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В. (2022). Цифровые решения в области инструментального контроля разработки месторождений на основе

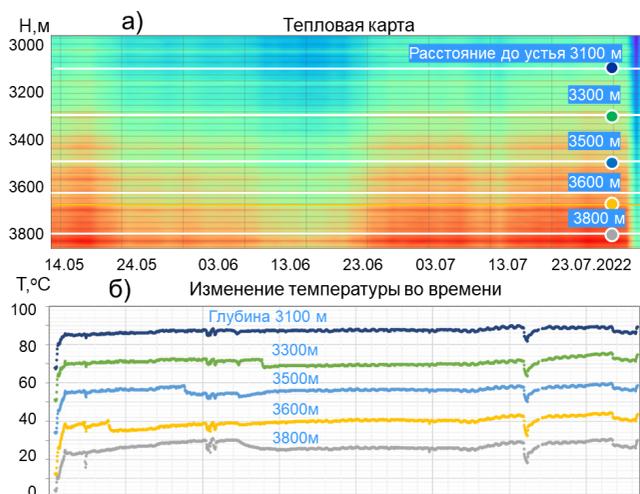


Рис. 12. Схема использования тепловой карты для интерпретации результатов измерений температуры распределенным датчиком на основе оптоволоконна (пояснения в тексте). На основе предварительного экспрессного анализа изменения температуры по глубине и времени (а) возможен выбор отметок ствола для более детального анализа и получения для каждой из них непрерывной зависимости изменения температуры во времени (б)

распределенных оптоволоконных измерительных систем. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 54–60. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60>

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В. (2016). Промышленно-геофизический контроль эксплуатации горизонтальных скважин с помощью распределенных оптоволоконных стационарных измерительных систем. *Нефтяное хозяйство*, (12), с. 69–71.

Коваленко И.В., Немирович Г.М., Ильясов И.Р., Буянов А.В., Гуляев Д.Н. (2018). Применение технологии импульсно-кодированного гидропрослушивания при заводнении в сложных геологических условиях. *Нефтяное хозяйство*, (6), с. 102–107. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-102-106>

Кременецкий М.И., Ипатов А.И. (2020). Применение промышленно-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2: Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 756 с.

Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. (2012). Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 894 с.

Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Кокурина В.В., Мельников С.И. (2014). Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. *Нефтяное хозяйство*, (3), с. 106–109.

Молчанов А.А., Абрамов Г.С. (2004). Бескабельные измерительные системы для исследования нефтегазовых скважин (теория и практика). М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 516 с.

Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. (1968). Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 164 с.

Панарина Е.П., Мельников С.И., Кременецкий М.И. (2015). Промышленно-геофизический мониторинг многопластовых скважин, оборудованных насосами (ЭЦН) и байпасными системами Y-tool. *Каротажник*, (9), с. 14–24.

Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. (1977). Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 168 с.

Соловьева В.В., Кременецкий М.И. (2022). Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе. *Научный журнал Российского газового общества*, (4), с. 38–50.

Якин М.В., Сафиуллин И.Р., Коровин В.М., Адиев И.Я. (2016). Определение индивидуальных гидродинамических характеристик пластов по результатам долговременного мониторинга работы скважин геофизическим комплексом «Спрут». *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, (12), с. 4–9.

Aibazarov M., Kaliyev B., Mutaliyev G., Vignati E., Gulyaev D., Krichevsky V., Buyanov A. (2019). Well Spacing Verification At Gas Condensate Field Using Deconvolution Driven Long-Term Pressure and Rate Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers, SPE-196925-MS. <https://doi.org/10.2118/196925-MS>

Bao X., Chen L. (2012). Recent Progress in Distributed Fiber Optic Sensors. *Sensors*, 12(7), pp. 8601–8639. <https://doi.org/10.3390/s120708601>

Gringarten A.C. (2008). From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(01), pp. 41–62. <https://doi.org/10.2118/102079-PA>

Hartog A.H. (2017). An introduction to distributed optical fiber sensors. Boca Raton: CRC Press, 472 p. <https://doi.org/10.1201/9781315119014>

Ipatov A.I., Kaeshkov I.S., Kremetskiy M.I., Bazhenov D.U., Buyanov A.V., Panarina E.P., Figura E.V., Klislin I.A., Nukhaev M.T. (2017). Complex Distributed Permanent Monitoring System for Horizontal Wells. Noviy-Port Field Case Study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Society of Petroleum Engineers, SPE-187769-MS. <https://doi.org/10.2118/187769-MS>

Malanya G., Butula K., Burdin K., Khaziev M., Kuzmin S., Kaeshkov I., Kremenetskiy M. (2016). Successful Experience of Estimating Injection Flow Profile in Horizontal Wells Completed with Multistage Fracs in Conventional Reservoirs Using CT Conveyed Distributed Temperature Sensing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, SPE-182086-MS. <https://doi.org/10.2118/182086-MS>

Ramey H.J. (1962). Wellbore Heat Transmission. *Journal of Petroleum Technology*, 14, pp. 427–435. <https://doi.org/10.2118/96-PA>

Сведения об авторах

Михаил Израилевич Кременецкий – доктор тех. наук, эксперт, Научно-Технический Центр «Газпром нефти»; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д

e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Владимир Маркович Кричевский – ассистент кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Виктория Витальевна Соловьева – аспирант кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Анастасия Николаевна Никонорова – аспирант кафедры геофизических информационных систем, РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

Статья поступила в редакцию 17.02.2023;

Принята к публикации 22.06.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells

M.I. Kremenetskiy^{1}, V.M. Krichevskiy², V.V. Solov'eva², A.N. Nikonorova²*

¹Gazpromneft Scientific and Technical Center, St. Petersburg, Russian Federation

²National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation

Corresponding author: Mikhail I. Kremenetskiy, e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Abstract. A technique for monitoring of a production well rate dynamics based on the results of long-term temperature measurements in the wellbore at a certain depth which is significantly higher than the productive formation in real time is presented. The proposed analytical approaches for the well rate evaluation are based on the classical temperature behavior in the intervals of liquid and gas movement along the wellbore at a relatively far from the target formations. The temperature

gradient in such intervals practically does not change with time and is close to geothermal, regardless of whether the inflow or injection is stable over time, or the well is in an unstable and cyclic production. It makes possible to find a relationship between the temperature change and heat flux density on the wellbore with simple and clear analytical approach, and to associate the heat flux density dynamics with the flow rate of the fluid moving along the wellbore. The main novelty of

the presented publication is the justification of temperature deconvolution application for well rate changes vs time evaluation on a substantially non-stationary well production or injection conditions. The presented approach of permanent temperature monitoring interpretation is applicable not only for cases of step well rate changes, but also for cases of gradual well rate changes vs time. A wide range of measuring sensors can be used for presented approach implementation, including permanent fiber-based distributed along the length of the wellbore systems.

Keywords: reservoir surveillance of oil and gas fields, production and injection wells, production logging, temperature logging, stationary monitoring of temperature

Acknowledgments

The authors are grateful to Gazprom Neft for the data provided.

The work was carried out within the framework of the applied scientific research program of the Gubkin University, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

The authors are grateful to the reviewers for their valuable comments and suggestions that improved the work.

Recommended citation: Kremenetskiy M.I., Krichevskiy V.M., Solov'eva V.V., Nikonorova A.N. (2023). The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 151–162. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19>

References

- Aibazarov M., Kaliyev B., Mutaliyev G., Vignati E., Gulyaev D., Krichevskiy V., Buyanov A. (2019). Well Spacing Verification At Gas Condensate Field Using Deconvolution Driven Long-Term Pressure and Rate Analysis. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers, SPE-196925-MS. <https://doi.org/10.2118/196925-MS>
- Bao X., Chen L. (2012). Recent Progress in Distributed Fiber Optic Sensors. *Sensors*, 12(7), p. 8601–8639. <https://doi.org/10.3390/s120708601>
- Braun J., Rogachev D. (2005). Distributed temperature control systems based on modern fiber-optic sensors. *Tekhnologii TEK*, (1), pp. 5–11. (In Russ.)
- Gulyaev D.N., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. et al. (2012a). Wells interference determination by permanent down-hole monitoring on base of sector modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 36–39. (In Russ.)
- Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetskiy M.I. et al. (2012b). Analysis of Well Mutual Influence Based on the Results of Stationary Deep Monitoring Based on Sector Modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (5), pp. 82–85. (In Russ.)
- Gringarten A.C. (2008). From Straight Lines to Deconvolution: The Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(01), pp. 41–62. <https://doi.org/10.2118/102079-PA>
- Hartog A.H. (2017). An introduction to distributed optical fiber sensors. Boca Raton: CRC Press, 472 p. <https://doi.org/10.1201/9781315119014>
- Ipatov A.I., Kaeshkov I.S., Kremenetskiy M.I., Bazhenov D.U., Buyanov A.V., Panarina E.P., Figura E.V., Klislin I.A., Nukhaev M.T. (2017). Complex Distributed Permanent Monitoring System for Horizontal Wells. Noviy-Port Field Case Study. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Society of Petroleum Engineers, SPE-187769-MS. <https://doi.org/10.2118/187769-MS>
- Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. (2012). Long-term monitoring of field parameters as a landmark direction of modern well test. *Inzhenernaya praktika*, (9), pp. 4–8. (In Russ.)
- Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kaeshkov I.S., Buyanov A.V. (2016). Horizontal well production monitoring with distributed temperature sensor. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (12), pp. 69–71. (In Russ.)
- Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Andrianovskiy A.V., Trusov A.V., Gulyaev D.N., Solov'eva V.V. (2022). Digital solutions for field development surveillance based on permanent distributed fiber-optic systems. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (3), pp. 54–60. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60>
- Kovalenko I.V., Nemirovich G.M., Ilyasov I.R. et al. (2018). The usage of impulse-code interference technology during water flooding in difficult geological conditions. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (6), pp. 102–107. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-102-106>
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. (2020). Application of field and geophysical control to optimize the development of oil and gas fields. Vol. II. The role of hydrodynamic and geophysical monitoring in development management. Moscow, Izhevsk, 756 p. (In Russ.)
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. (2012). Information support and technologies for hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. Moscow, Izhevsk, 894 p. (In Russ.)
- Malanya G., Butula K., Burdin K., Khaziev M., Kuzmin S., Kaeshkov I., Kremenetskiy M. (2016). Successful Experience of Estimating Injection Flow Profile in Horizontal Wells Completed with Multistage Fracs in Conventional Reservoirs Using CT Conveyed Distributed Temperature Sensing. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, SPE-182086-MS <https://doi.org/10.2118/182086-MS>
- Martynov V.G., Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. et al. (2014). Permanent reservoir monitoring by logging gages at the stage of tight oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, (3), pp. 106–109. (In Russ.)
- Molchanov A. A., Abramov G. S. (2004). Cableless measuring systems for the study of oil and gas wells (theory and practice). Moscow: VNIIOENG, 516 p. (In Russ.)
- Nepriimov N.N., Pudovkin M.A., Markov A.I. (1968). Features of the thermal field of an oil field. Kazan: KSU, 164 p. (In Russ.)
- Panarina E.P., Melnikov S.I., Kremenetskiy M.I. (2015). Production log monitoring of multiformation wells equipped with electric submersible pumps and bypass y-tools. *Karotazhnik*, (9), pp. 14–24. (In Russ.)
- Pudovkin M.A., Salamatin A.N., Chugunov V.A. (1977). Temperature processes in operating wells. Kazan: KSU, 168 p. (In Russ.)
- Ramey H.J. (1962). Wellbore Heat Transmission. *Journal of Petroleum Technology*, 14, p. 427–435. <https://doi.org/10.2118/96-PA>
- Solov'eva V.V., Kremenetskiy M.I. (2022). Gas well productivity monitoring based on the results of permanent temperature monitoring in the wellbore. *Nauchnyy zhurnal Rossiyskogo gazovogo obshchestva*, 4(36), pp. 38–50. (In Russ.)
- Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A. et al. (2022). Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies, *PRONEFT*, 7(1), pp. 99–109. (In Russ.)
- Yakin M.V., Safiullin I.R., Korovin V.M., and I. Ya. (2016). Use of “sprut” geophysical complex to determine formations’ individual hydrodynamic characteristics by the results of wells’ long-term monitoring. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, (12), pp. 5–10. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail I. Kremenetskiy – Dr. Sci. (Engineering), Expert, Gazpromneft Scientific and Technical Center; Professor of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

75–79, lit. D, Moyka river emb., St.Petersburg, 190000, Russian Federation

Vladimir M. Krichevskiy – Assistant of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

Viktoria V. Solovieva – Postgraduate student of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

Anastasia N. Nikonorova – Postgraduate student of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

Manuscript received 17 February 2023;

Accepted 22 June 2023; Published 30 September 2023