

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-11-25

УДК 536+550.3

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ ДИАГРАММЫ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

© Закиров Марат Финатович

ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия

**Аннотация.** При промыслово-геофизических исследованиях эксплуатационных скважин используется широкий спектр геофизических методов. Одними из эффективных регистрируемых параметров являются изменение давления и температуры на различных этапах работы скважины. Это связано с тем, что возникающие термодинамические эффекты в пласте и скважине приводят к изменению теплового поля и поэтому позволяют решить множество задач по контролю технического состояния подземных объектов. В данной работе предлагается методика для определения интервалов движения флюида путем построения специального графика – термобарической диаграммы. Актуальность данной задачи связана с тем, что технология исследований в скважинах предполагает периодические, но разрывные по времени и глубине регистрации давления и температуры. Возникает дополнительная задача об восстановлении истории воздействия на скважину и пласт и создания способов для совместной интерпретации давления и температуры. Для возникновения движения жидкости в стволе скважины создается изменение давления, которое в свою очередь приводит к формированию различных термодинамических эффектов (Джоуля-Томсона, калориметрическое смешивание, конвективный теплообмен и т.д.). Учитывая, что процессы имеют локализацию по глубине, скважины появляется возможность использования теплового поля в связке с давлением для диагностики движения флюида. Цель данного исследования получение термобарической диаграммы на различных глубинах и их совместный анализ возникающих термодинамических процессов в скважинной системе. Для интервалов покоя или движения жидкости форма термобарической диаграммы будет различаться вследствие воздействия возникающих термодинамических процессов. Поэтому возникает возможность прогноза интервалов наличия движения жидкости по форме термобарической диаграммы. Использование термобарической диаграммы позволяет усилить интерпретационные признаки в заключении по промысловым исследованиям и получить дополнительные характеристики системы “скважина-пласт”.

**Ключевые слова:** скважина, термограмма, термобарическая диаграмма, конвекция, теплообмен.

## USING A THERMOBARIC DIAGRAMM TO PREDICT FLUID MOVEMENT IN A WELL

© Zakirov Marat Finatovich

FGBOU VO "Ufa University of Science and Technology", Ufa, Russia

---

**Для цитирования:** Закиров М. Ф. Использование термобарической диаграммы для прогнозирования движения жидкости в скважине // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 11-25. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-11-25.

---

**Abstract.** A wide range of geophysical methods is used in field geophysical studies of production wells. One of the effective parameters that can be recorded is the change in pressure and temperature at different stages of well operation. This is because the thermodynamic effects that occur in the reservoir and the well lead to changes in the thermal field, which can be used to solve a variety of problems related to the technical condition of underground facilities. This paper proposes a method for determining the intervals of fluid movement by constructing a special graph, the thermobaric diagram. The relevance of this task is due to the fact that the technology of research in wells involves periodic, but discontinuous in time and depth, registration of pressure and temperature. This raises the additional challenge of reconstructing the history of the well and reservoir and creating methods for the joint interpretation of pressure and temperature. To create fluid movement in the wellbore, a pressure change is created, which in turn leads to the formation of various thermodynamic effects (Joule-Thomson effect, calorimetric mixing, convective heat transfer, etc.). Given that these processes are localized in depth, it becomes possible to use the thermal field in conjunction with pressure to diagnose fluid movement. The purpose of this study is to obtain a thermobaric diagram at various depths and to analyze the resulting thermodynamic processes in the well system. For intervals of fluid rest or movement, the shape of the thermobaric diagram will vary due to the influence of the resulting thermodynamic processes. Therefore, it is possible to predict the intervals of fluid movement based on the shape of the thermobaric diagram. The use of the thermobaric diagram allows for enhanced interpretation of field studies and provides additional characteristics of the well-formation system.

**Keywords:** well, thermogramm, thermobaric diagram, convection, heat exchange

**Введение.** В промысловой геофизике регистрация давления и температуры являются обязательной частью полевых исследований [1]. Информативность таких исследований основана на использовании нестационарных полей, обусловленных переходными режимами работы скважины [2, 3]. В скважинной термометрии анализируются температурные изменения, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюида в пласте и в скважине. Учитывая, что давление является причинно-следственной характеристикой процессов в стволе скважины и пласте, то и температура не может интерпретироваться в отрыве от полей давления и расхода [4,5].

В общей термодинамике для диагностики процессов, происходящих в системе, как известно используют физические параметры PVT (давление-объем-температура). При фиксированном одном параметре и изменении остальных такие диаграммы имеют широко известные названия диаграмм (изобарный, изохорный, изотермический, адиабатический процесс) [6, 7].

Например, совместная регистрация давления и температуры во время цикла притока на стадии освоения скважины позволяет использовать баротермический эффект [5] для объяснения изменения температуры притекающей жидкости как функцию условий разработки пласта и времени регистрации. Одними из практически значимых являются выводы: температурная аномалия за счет данного эффекта будет больше дроссельного эффекта Джоуля-Томсона и растет с ростом депрессии на пласт, удельного дебита, проницаемости и вязкости флюида.

Еще одним применением совместной регистрации давления и температуры является возможность прогноза разгазирования нефти [8]. На хронометрической шкале изменения давления и температуры вследствие проявления данного эффекта возникают термоаномалия охлаждения. Как правило в таких диаграммах говорят только о давлении разгазирования – давления, когда в продукции нефти появляется газ. При совместной интерпретации как давления, так и температуры появилась бы возможность получения дополнительных признаков многофазного потока. Однако большинство данных по давлению и температуре анализируется как отдельные процессы [9]. Поэтому рассмотрим основные положения технологии проведения исследований для регистрации давления и температуры в скважинах.

По способу регистрации большинство измерительных систем локализованы по глубине и поэтому при анализе промысловых данных происходит построение планшета по глубине на выбранный момент времени. Для скважинной термометрии особенностью такой технологии исследований является проявление сопутствующих термодинамических эффектов (эффект Джоуля-Томсона, калориметрическое смешивание и т.д.). Это позволяет решить задачи по контролю технического состояния пластов и скважины [1, 10]. Т.к. регистрация геофизических параметров по глубине требует затрат по времени то из-за конечной скорости движения по стволу возникают промежутки времени, когда невозможно восстановить всю хронологию по времени изменения давления и температуры. Тем самым непрерывная и длительная регистрация с течением времени на заданной глубине в течении всего периода освоения и остановки скважины затруднена техническими возможностями технологии исследования скважин. Рассмотрим возможный методический прием для получения восстановленной по времени и режиму работы скважины информации об изменении давления и скважины. Воспользуемся принципами описания процессов, принятых в подземной термодинамике и гидромеханике [1, 5]. Согласно технологии промысловых исследований в скважине регистрируют распределения параметров по глубине в различные моменты времени [2, 11]. Для создания условий притока или поглощения флюидов работающими интервалами в большинстве скважин выполняется освоение (компрессирование, свабирование и т.д.) и в результате промысловых исследований возникает массив данных при понижении и повышении давления. Собранные в комплексе зарегистрированные давление и температура на заданной глубине в различные моменты и этапы работы скважины, получаем общий планшет в параметрах “РТ” (давление-температура) который и назовем термобарическая диаграмма. Согласно технологии исследований возможна и прямая задача - регистрация на заданной глубине давления и температуры с течением времени (например, кривая восстановления уровня, давления). Однако такие виды исследований согласно технологии требуют специальной подготовки на скважине и длительный промежуток времени. В большинстве случаев из таких

исследований используют только изменение давления с течением времени для прогноза фильтрационных параметров пласта. Поэтому совместная интерпретация изменения давления и температуры обладает потенциалом для уточнения интерпретации промысловых исследований скважин.

Другой важной характеристикой разработки месторождений является получение различных свойств углеводородов. В лабораторных условиях довольно сложно создать пластовые условия из-за высоко давления поэтому возникает необходимость непосредственного получения данных прямо на промысловом объекте. Например, авторы [12] предлагают много температурные измерения с отбором пробы пластовой жидкости на различных глубинах для получения свойств пластовой жидкости в условиях различных температур, таких как давление насыщения и давление начала образования асфальтенов, Обработку данных предлагают выполнять в координатах “температура-давление”. Использование графиков давления и температуры в лабораторных условиях позволяет построить прогнозные уравнения состояния углеводородов [13]. Так исследователями [14] в результате проведенных измерений получены температурные зависимости давления, производной и изохорной теплоемкости на девяти различных изохорах. Показано, что предложенное уравнение состояния позволяет рассчитывать различные термодинамические свойства в двухфазной и однофазной областях, а также пограничные линии многокомпонентной жидкой смеси в окрестности ее критической точки.

Также недропользователями подчеркивается необходимость в контроле за добычей углеводородов. Например, в работе [15] исследователями представлен комплексный анализ связи температура-давление для оценки распределения температуры и перепада давления в скважинах, используемых для газлифта. Учитывая совместную связь параметров в полностью связанную модель, можно прогнозировать режимы потока жидкости и перепады давления при различных параметрах процесса.

Одним из применений совместной интерпретации данных, зарегистрированных в горизонтальных скважинах по изменению давления и температуры, с течением времени стоит отметить работы [16, 17]. Исследователями были использованы распределенные по глубине автономные датчики давления и температуры. На основе моделирования и анализа промысловых исследований установлено, что диагностическим признаком, указывающим на отсутствие притока в исследуемом интервале, является преобладание адиабатического эффекта над баротермическим (дроссельным). Сопоставление показаний датчиков температуры, разнесенных по длине ствола, позволяет спрогнозировать расположение работающих интервалов и оценить возникающие термодинамические процессы.

Так же следует отметить, что в последнее время появились методы непрерывной по глубине и с течением времени регистрации давления и температуры (DTS-DAS) распределенными оптоволоконными датчиками [18].

Наличие такого инструмента тем более приводит к необходимости разработки новых методических подходов для обработки данных давление-температуры. Как правило массив зарегистрированных данных температуры представлен на подробной временной шкале. А вот данные по давлению представлены точечными замерами из-за способа регистрации. Например, использование совместной обработки данных давления и температуры показан в статье [19], где демонстрируются результаты алгоритма машинного обучения с использованием экспериментальных наборов данных, полученных в ходе испытаний газоводного потока в скважине, оснащенной датчиками DAS, DTS и четырьмя внутрискважинными манометрами. Авторами была показана возможность прогнозирования давления на разных глубинах из предобученной модели с несколькими датасетами. Однако построение совместной диаграммы “давление-температура” на заданных глубинах не проанализировано. Такой подход позволил бы исследователям дополнительно сформировать подходы для обработки непрерывно регистрируемых сигналов.

Таким образом из представленных литературных источников можно сделать вывод о том, что для регистрации давления температуры требуется подготовка скважины и использование специализированных методик и программного обеспечения. В случае если регистрация давления и температуры произведена стандартной технологией при освоении скважины возникает необходимость создания новой технологии обработки данных. Цель данного исследования получение термобарической диаграммы и анализ возникающих термодинамических процессов в скважинной системе. В случае определения термодинамических процессов, происходящих на заданной глубине, возникает возможность диагностики технического состояния скважины. Таким образом использование термобарической диаграммы позволяет усилить интерпретационные признаки в заключении по промысловым исследованиям и получить дополнительные характеристики системы “скважина-пласт”.

Рассмотрим на примере модельных и промысловых исследований создание термобарической диаграммы и характерные интерпретационные признаки.

**Постановка задачи.** Для восстановления распределения температуры по стволу скважины используется закономерность в виде геотермического распределения [11]:

$$T_g(z) = T_{z_{аб}} - \Gamma * (z_{заб} - z) \quad (1)$$

где  $\Gamma$  – геотермический градиент;  $T_{z_{аб}}$ ,  $z_{заб}$  – температура на забое и глубина забоя;  $z$  – вертикальная координата.

За счет проявления различных термодинамических процессов происходит формирование распределения температуры по стволу скважины. Для оценки температуры по стволу скважины можно воспользоваться следующей формулой [1, 5]:

$$T(z) = T_0 - \Gamma z + B\Gamma(1 - e^{-z/B}) + (T_1 - T_0) \cdot e^{-z/B}. \quad (2)$$

где параметр  $B$ , (коэффициент затухания температурного сигнала зависит от дебита, от скорости движения жидкости и условий теплообмена;  $T_1$  – температура флюида, притекающего пласта;  $T_0$  – невозмущенная температура пород. Рассмотрим сначала ключевые особенности предлагаемой методики на примере модельных термограмм.

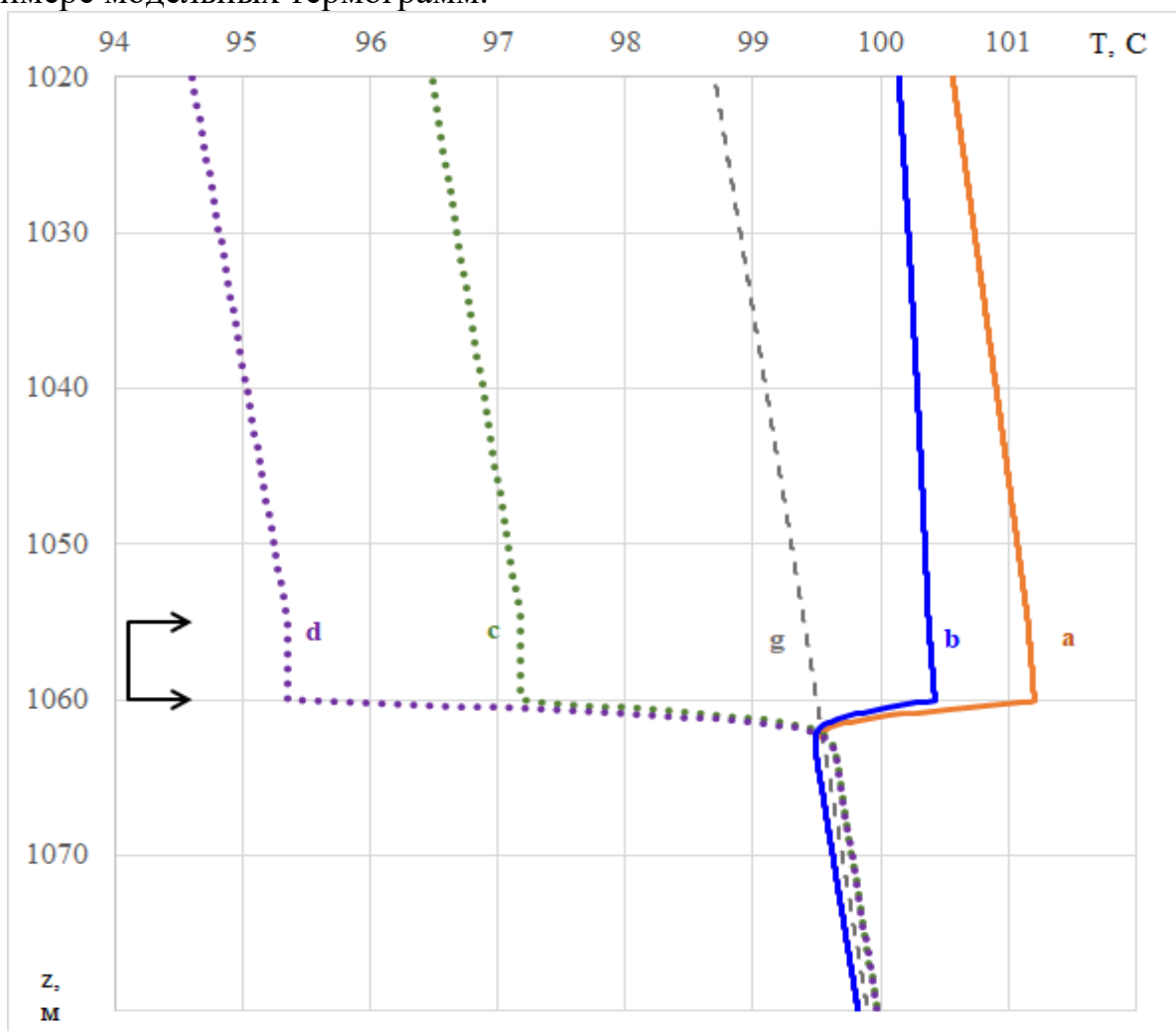


Рисунок 1 – Распределение модельной температуры по глубине  
 где:  $a, b$  - на притоке;  $c, d$  - на нагнетании;  $g$  - геотермическое распределение;  
 $a, c$  – поток нефти;  $b, d$  – поток воды

Как видно из формул (1-2) в интервалах отсутствия движения (зумпф скважины) характер изменения температуры будет отличаться в интервалах с наличием движения жидкости. Т.к. расход жидкости является зависимой функцией от депрессии на пласт (или скважинного давления) получается неявная зависимость изменения температуры от давления. Поэтому задачей данного исследования ставится определение различия температуры на участках с преимущественным влиянием конвективного теплообмена и при отсутствии

движения. Цель данной работы составить методику по определению участков движения жидкости по результатам анализа термобарической диаграммы.

**Методика решения.** В рамках построения модельных термограмм была рассмотрена скважина с одним работающим интервалом рис. 1 (1055-1060м). Для однозначности расчетов коэффициент продуктивности был фиксирован  $K=0.4\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{атм})$ . Вариация давления осуществлялась при максимальной репрессии/депрессии на пласт порядка 50 атм. Рассчитывались распределения температуры по стволу скважины для двух случаев: поток воды и нефти с различающимися теплофизическими параметрами. Для однозначности в обоих случаях считалось, что в зумпфе скважины находится вода и геотермический градиент составлял  $\Gamma=0.02\text{ К/м}$ . Сравним распределения температуры по стволу скважины (рис.1) для двух режимов: нагнетания (репрессия 50атм) и притока (депрессия 50 атм). Для построения термобарической диаграммы выберем несколько глубин: а) зумпф – с отсутствием движения жидкости; б) выше кровли работающего интервала.

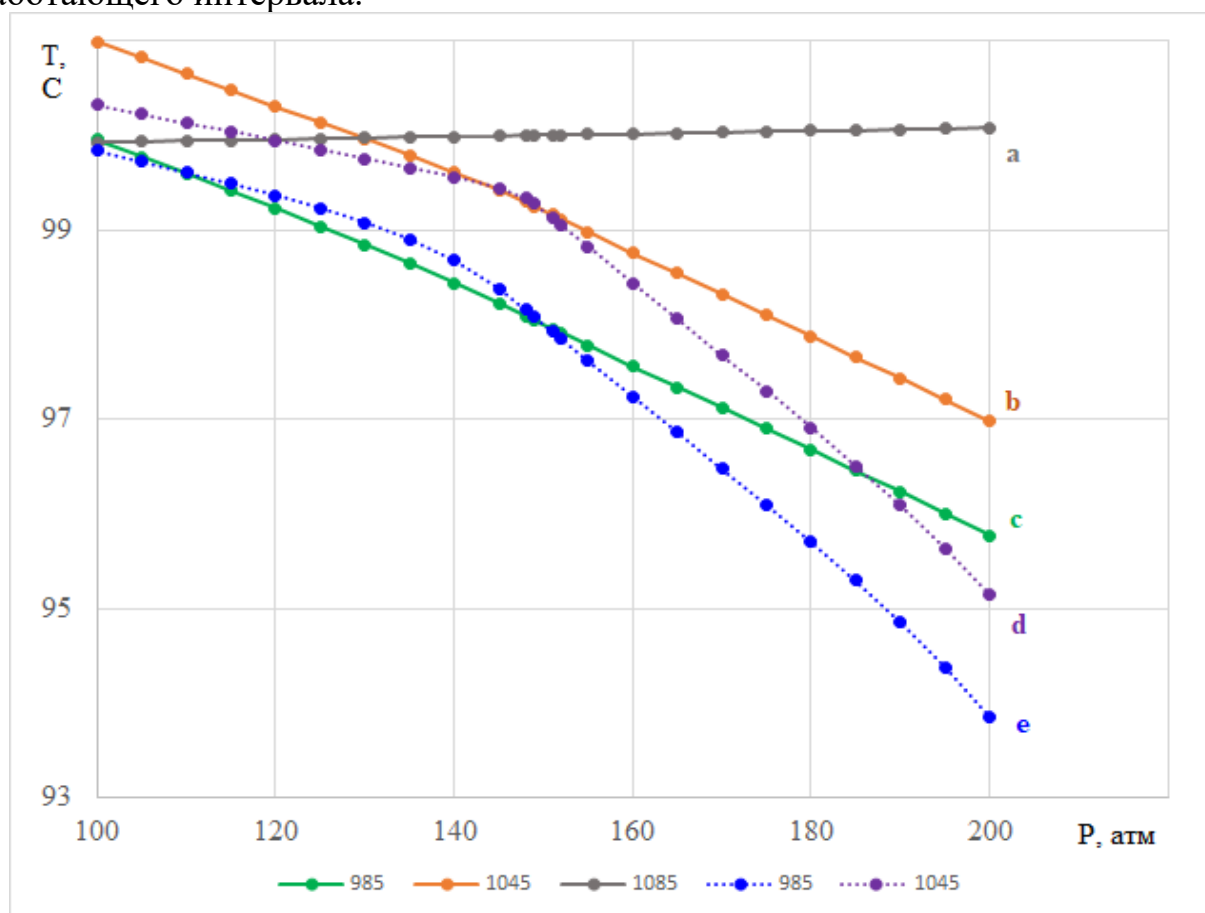


Рисунок 2 – Сравнение термобарических диаграмм, где шифры - глубины наблюдения,  
где: *a, b, c* – поток нефти; *d, e* – поток воды

На рис.1 представлены результаты моделирования для двух случаев: потока нефти и воды в скважине. В результате притока на термограммах “а, b” происходит различающееся по амплитуде увеличение температуры жидкости, связанное с эффектом Джоуля-Томсона. Т.к. теплофизические свойства нефти и воды различаются это приводит к формированию различающегося распределения температуры вдоль ствола скважины. В случае же нагнетания флюидов (рис. 1 кривые “с, d”) конвективный теплообмен будет формировать распределение температуры с учетом свойств флюидов при одной и той же скорости потока. В зумпфе скважины за счет проявления адиабатического эффекта при изменении давления происходит симметричное относительно геотермического распределения (рис. 1 кривая “g”) изменение температуры.

Построим термобарическую диаграмму для трех глубин: 1) 1085 – зумпф; 2) 1045 – 10м над кровлей пласта; 3) 985м – 70м над кровлей работающего интервала.

Как видно из рис.2 в интервале зумпфа и на глубине наблюдения 1085м (рис.2 “а”) при изменении давления происходит слабое изменение температуры только за счет проявления адиабатического эффекта. В таком случае говорят о герметичности данного интервала. В интервалах выше кровли пласта (рис. 2 “b-e”) происходит интенсивное изменение температуры за счет конвективного теплообмена восходящей жидкости с окружающими горными породами. Характер изменения зависит от состава жидкости в стволе скважины. Наиболее интенсивные по амплитуде происходят при потоке воды (кривые “d, e”) чем при потоке нефти (кривые “b, c”). Это связано прежде всего с различием конвективной составляющей теплообмена при различающихся теплофизических свойствах нефти и воды.

**Результаты исследования.** Рассмотрим пример промысловых исследований (рис.3) при компрессорном освоении скважины.

Как видно из поведения термограмм (рис. 3 кривые “a-b”) в начале компрессирования (цикл нагнетания) происходит поглощение флюида до середины перфорированного пласта. Т.к. температура закачиваемой жидкости меньше пластовой на представленных термограммах (“b,c”) происходит уменьшение температуры в интервале от подошвы перфорации вверх до устья вследствие преимущественного конвективного теплообмена. При снижении давления (рис.3 кривые термограммы “c-e” цикл притока) происходит изменение температуры в интервале перфорации вследствие проявления термодинамических эффектов (Джоуля-Томсона, калориметрического смешивания и т.д.). Согласно методам термодобитометрии (рис.3 кривая “s”) и методам состава (резистивиметрии “r” и влагометрии “w”) интервал середина пласта-кровля является наиболее продуктивной частью перфорированного интервала. По методам состава (рис.3 кривые “r, w”) в зумпфе скважины находится вода с высокой минерализацией, а из пласта на притоке притекает

вода с меньшей минерализацией, поглощенной в результате предыдущего цикла промывки.

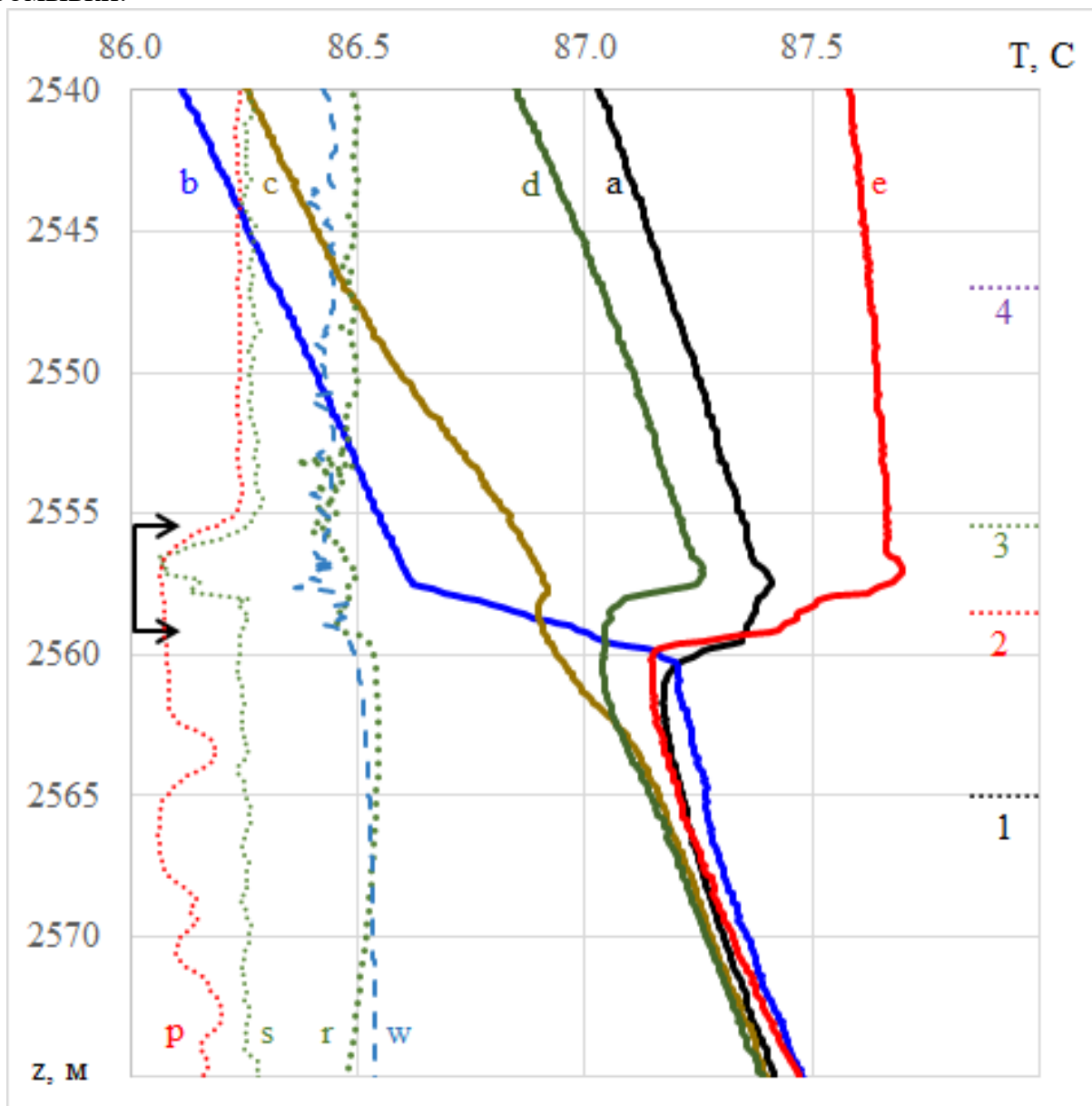


Рисунок 3 – Планшет промысловых исследований, где: *a-e* – термограммы; *p* – потенциал собственной поляризации; *s* – термодобитомер; *r* – резистивиметрия; *w* – влагометрия; 1-4 – глубины наблюдений за давлением и температурой

Выберем для анализа, например 4 глубины (рис.3 цифры – пунктирные точки) на которых построим динамику изменения температуры и давления с течением времени (рис.4).

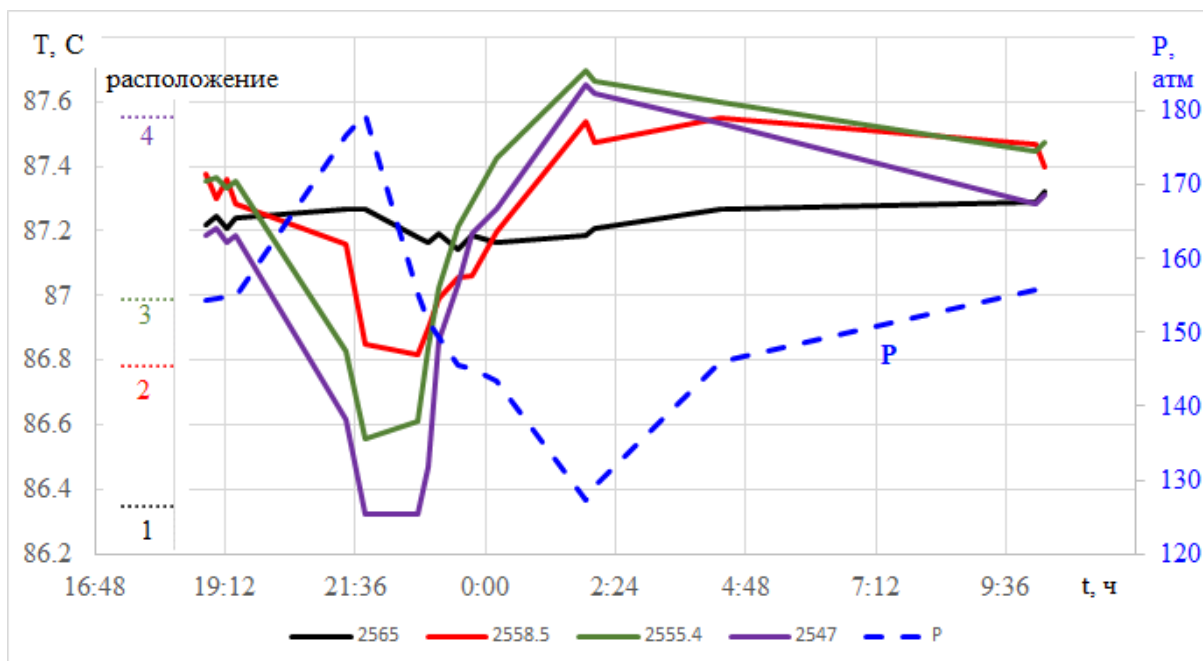


Рисунок 4 – Динамика изменения температуры с течением времени на выбранных глубинах, где: 1-4 – глубины наблюдений за давлением и температурой; цифры-расположение датчиков относительно друг друга по глубине)

Как видно из рис.4 относительно давления (зарегистрированного на глубине 2565м) наблюдаются этапы остановки скважины, нагнетания (увеличение давления) и отбора (снижение давления). Такое поведение давления согласуется с технологией исследования при компрессировании. Также можно заметить, что поведение термограммы (рис.4 кривая “1”) коррелируют с изменением давления. В каждый момент работы скважины свяжем изменения температуры с изменением давления и построим термобарическую диаграмму – температура от давления на выбранных глубинах.

Изменение температуры на глубинах ниже подошвы перфорации (рис.5 кривая “1”) по амплитуде составляет 0.1С т.е. имеет малую изменчивость по амплитуде и коррелирует с изменением давления. Такое поведение температуры за короткий период проявления возможно в случае, когда преимущественно проявляется адиабатический эффект.

Согласно положениям теплофизики проявление только адиабатического эффекта свидетельствует об отсутствии движения жидкости в зумпфе [1, 5]. В таком случае можно сделать вывод об герметичности интервала зумпфа (рис.5 “1”) на выбранной глубине. Ситуация меняется если переходим к интервалам выше подошвы перфорированного интервала (рис.5 кривые “2-4”). Например, кривые “3-4” рис.5 зарегистрированы выше кровли перфорации и термобарическая диаграмма относительно подошвы (кривая “1”) резко изменила свою форму и размеры. В пределах максимальных и минимальных показаний по

давлению и температуре условно можно принять что термобарическая диаграмма для каждой глубины приняла форму “параллелограмма” и смещённой относительно гидростатической составляющей по давлению.

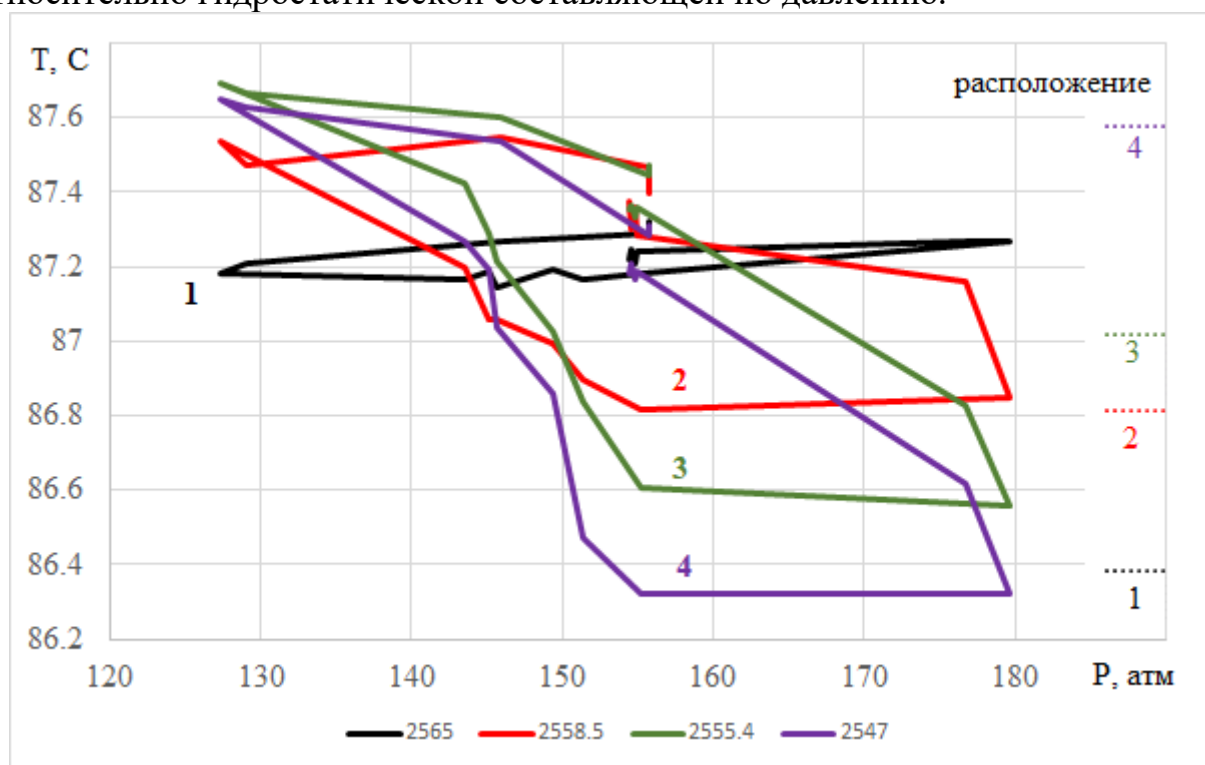


Рисунок 5 – Термобарическая диаграмма на выбранных глубинах (1 – 2565м; 2 – 2558.5м; 3 – 2555.4м; 4 – 2547м).

В данных интервалах происходит движение жидкости (как при снижении давления, так и при увеличении давления). Таким образом такая форма термобарической диаграммы может свидетельствовать об преимущественном конвективном характере изменения температуры – т.е. является признаком движения флюида. Аналогичная ситуация наблюдается на глубинах самого интервала перфорации (кривые “2-3”). Термобарическая диаграмма в этом случае будет фиксировать наряду с конвекцией и кондукцией дополнительные термодинамические процессы, происходящие непосредственно в самом пласте и перфорации (эффект Джоуля-Томсона, калориметрическое смешивание и т.д.). Учитывая совместный характер воздействия всех термодинамических процессов в этом случае, термобарическая диаграмма будет иметь сложный профиль (рис.3 кривые “2-3”). Однако как видно из результатов предельные границы и форма все же будет сохраняться как в случае с движением флюида (рис.5 кривая “4”).

Таким образом термобарическая диаграмма в интервалах с отсутствием движения жидкости в широком диапазоне изменений давления (от максимального давления компрессирования до минимального давления при стравливании) имеет вытянутую по давлению, но узкую по амплитуде температур форму. В интервалах движения флюида термобарическая диаграмма

имеет растянутую форму с широким диапазоном изменения температуры относительно давления вследствие преимущественного конвективного характера изменения температуры.

**Заключение:** Разработанный методический прием – Термобарическая диаграмма позволяет дополнить интерпретацию промысловых данных. Термобарическая диаграмма в интервалах с отсутствием движения жидкости в широком диапазоне изменений давления (от максимального давления компрессирования до минимального давления при стравливании) имеет вытянутую по давлению, но узкую по амплитуде температур форму. В интервалах движения флюида термобарическая диаграмма имеет растянутую форму с широким диапазоном изменения температуры относительно давления вследствие преимущественного конвективного характера изменения температуры. Сопоставление термобарических диаграмм в интервалах выше и ниже работающего интервала позволяет определить наличие движения жидкости в системе “скважина-пласт”.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений. Учебное пособие. Уфа: Изд-во БашГУ, 2015. 250 с.
2. Закиров М.Ф., Валиуллин Р.А. Определение приемистости ухода флюида в работающие интервалы при компрессорном освоении скважины // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов №1(38), 2025, С.51-75, DOI 10.24412/2949-4052-2025-1-51-75.
3. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 240с.
4. Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Халикова А.Г. Баротермический эффект при вытеснении нефти из пористой среды // Изв.АН СССР, МЖГ, 1992. №3. С.104-109.
5. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. 114с.
6. Луканин В.Н. и др. Теплотехника: учеб. для вузов. М.: Высш. шк., 2002. 671с.
7. Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: КГУ, 1977. 166с.
8. Шарафутдинов Р.Ф. Нестационарный тепло- и массоперенос в нефтенасыщенных пористых средах. Автореф. дис. д.ф.- м.н. – Уфа: БашГУ, 2000. 33с.
9. Котенёв Ю.А., Халиков А.Н., Шабрин Н.В., Чибисов А.В. Оценка гидродинамического взаимодействия скважин и эффективности заводнения на основе геологопромысловых данных // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2023. №4. С.52-68. DOI: 10.24412/2949-4052-2023-4-52-68.

10. Вахитова Г. Р., Алимова М. Р. Экспериментальное исследование удельной гамма-активности природных радионуклидов // Геология. Известия Отделения наук и Земле и природных ресурсов. – 2025. – №3. – С. 12-26. DOI 10.24412/2949-4052-2025-3-12-26
11. Закиров М.Ф., Валиуллин Р.А. Анализ распределения температуры с помощью прогнозных геотермических распределений в добывающей скважине // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. №3 (36) С.38-52 DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-38-52.
12. US 11105198 B2. Methods for in-situ multi-temperature measurements using downhole acquisition tool / Dumont H., Harrison C., Zuo Y., Babin C.A., Chen L., Mishra V.K., Garcia G., Agarwal A., Sullivan M.T.; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 15/087,770; заявл. 31.03.2016; опубл. 31.08.2021.
13. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль. 2002. 579 с.
14. Беляков М. Ю., Городецкий Е. Е., Куликов В. Д., Воронов В. П., Григорьев Б. А. Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки жидкость-пар // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 21–29.
15. Jing D, Wang J, Xia C. Evaluating the temperature profile and pressure drops in gas-lift wells via coupled temperature-pressure analysis. Sci Rep. 2025 Jul 2;15(1):22868. doi: 10.1038/s41598-025-05362-w.
16. Мешков В.М. Разработка методики определения интервалов притока пластовых флюидов на основе термогидродинамических исследований скважин автономными приборами. Дис. канд. техн. наук. Сургут: СургутНИПИнефть, 2004. 144с.
17. Федоров В.Н. Аппаратурно – методический комплекс для термогидродинамических исследований пологих и горизонтальных скважин. Дис. док. техн. наук. Сургут: СургутНИПИнефть, 2004. 374 с.
18. 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. doi 10.24887/0028-2448-2022-3-54-60.
19. Ekechukwu GK, Sharma J. Well-scale demonstration of distributed pressure sensing using fiber-optic DAS and DTS. Sci Rep. 2021 Jun 14;11(1):12505. doi: 10.1038/s41598-021-91916-7.

## REFERENCES:

1. Valiullin R.A., Vahitova G.R., Nazarov V.F., Ramazanov A.SH., Fedotov V.YA., YArullin R.K. Termogidrodinamicheskie issledovaniya plastov i skvazhin neftnyanh mestorozhdenij. Uchebnoe posobie. Ufa: Izd-vo BashGU, 2015. 250p. (In Russian)
2. Zakirov M.F., Valiullin R.A. Opredelenie priemistosti uhoda flyuida v rabotayushchie intervaly pri kompressornom osvoenii skvazhiny // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnyh resursov №1(38), 2025, p.51-75, DOI 10.24412/2949-4052-2025-1-51-75. (In Russian)
3. Chekalyuk Eh.B. Termodinamika neftyanogo plasta. M.: Nedra, 1965. 240p. (In Russian)
4. Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F., Halikova A.G. Barotermicheskiy ehffekt pri vytesnenii nefti iz poristoj sredy // Izv.AN SSSR, MZHG, 1992. №3. P.104-109. (In Russian)
5. Ramazanov A.SH. Teoreticheskie osnovy skvazhinnoj termometrii: uchebnoe posobie. Ufa: RIC BashGU, 2017. 114p. (In Russian)
6. Lukanin V.N. i dr. Teplotehnika: ucheb. dlya vuzov. M.: Vyssh. shk., 2002. 671p. (In Russian)
7. Pudovkin M.A., Salamatin A.N., Chugunov V.A. Temperaturnye processy v deystvuyushchih skvazhinah. Kazan': KGU, 1977. 166p. (In Russian)
8. Sharafutdinov R.F. Nestacionarnyj teplo- i massoperenos v neftenasyschennyh poristyh sredah. Avtoref. dis. d.f.- m.n. Ufa: BashGU, 2000. 33p. (In Russian)
9. Kotenyov Yu.A., Halikov A.N., Shabrin N.V., Chibisov A.V. Ocenka gidrodinamicheskogo vzaimodejstviya skvazhin i ehffektivnosti zavodneniya na osnove geologopromyslovyh dannyh // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnyh resursov. 2023. №4. p.52-68. DOI: 10.24412/2949-4052-2023-4-52-68. (In Russian)
10. Vahitova G. R., Alimova M. R. Ehksperimental'noe issledovanie udel'noj gamma-aktivnosti prirodnyh radionuklidov // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk i Zemle i prirodnyh resursov. 2025. №3. p. 12-26. DOI 10.24412/2949-4052-2025-3-12-26. (In Russian)
11. Zakirov M.F., Valiullin R.A. Analiz raspredeleniya temperatury s pomoshch'yu prognoznyh geotermicheskikh raspredelenij v dobyvayushchej skvazhine //Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnyh resursov. 2024. №3 (36) p.38-52 DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-38-52. (In Russian)
12. US 11105198 B2. Methods for in-situ multi-temperature measurements using downhole acquisition tool / Dumont H., Harrison C., Zuo Y., Babin C.A., Chen L., Mishra V.K., Garcia G., Agarwal A., Sullivan M.T.; zayavitel' i patentoobladatel' Schlumberger Technology Corporation. – № US 15/087,770 ; zayavl. 31.03.2016 ; opubl. 31.08.2021.
13. Brusilovskij A.I. Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdenij nefti i gaza. M.: Graal'. 2002. 579p. (In Russian)

14. Belyakov M. Yu., Gorodeckij E. E., Kulikov V. D., Voronov V. P., Grigor'ev B. A. Masshtabnoe uravnenie sostoyaniya mnogokomponentnyh smesey v okrestnosti kriticheskoj tochki zhidkost'-par // Vesti gazovoj nauki: Aktual'nye voprosy issledovanij plastovyh sistem mestorozhdenij uglevodorodov. – M.: Gazprom VNIIGAZ. 2015. № 4 (24). p. 21–29. (In Russian)
15. Jing D, Wang J, Xia C. Evaluating the temperature profile and pressure drops in gas-lift wells via coupled temperature-pressure analysis. Sci Rep. 2025 Jul 2;15(1):22868. doi: 10.1038/s41598-025-05362-w.
16. Meshkov V.M. Razrabotka metodiki opredeleniya intervalov pritoka plastovyh flyuidov na osnove termogidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin avtonomnymi priborami. Dis. kand. tehn. nauk. Surgut: SurgutNIPIneft', 2004. 144p. (In Russian)
17. Fedorov V.N. Apparurno – metodicheskij kompleks dlya termogidrodinamicheskikh issledovanij pologih i gorizonta'nyh skvazhin. Dis. dok. tehn. nauk. Surgut: SurgutNIPIneft', 2004. 374p. (In Russian)
18. Ipatov A. I., Kremeneckij M. I., Andrianovskij A. V. [i dr.]. Cifrovye resheniya v oblasti instrumental'nogo kontrolya razrabotki mestorozhdenij na osnove raspredelennyh optovolokonnyh izmeritel'nyh system. Moscow: Neftyanoe hozyajstvo. 2022. № 3. pp. 54-60. doi 10.24887/0028-2448-2022-3-54-60. (In Russian)
19. Ekechukwu GK, Sharma J. Well-scale demonstration of distributed pressure sensing using fiber-optic DAS and DTS. Sci Rep. 2021 Jun 14;11(1):12505. doi: 10.1038/s41598-021-91916-7.

***Сведения об авторах:***

***Закиров Марат Финатович***, кандидат технических наук, доцент ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», ул. Заки Валиди, 32. 450074, г. Уфа, Российская Федерация. ORCID ID: 0000-0002-1674-2899. E-mail: [zakirovmf@mail.ru](mailto:zakirovmf@mail.ru)

***Author's personal details:***

***Zakirov Marat Finatovich***, Ph.D. of Technical Science, associate professor FGBOU VO "Ufa University of Science and Technology", st. Zaki Validi, 32. 450074, Ufa, Russian Federation. ORCID ID: 0000-0002-1674-2899. E-mail: [zakirovmf@mail.ru](mailto:zakirovmf@mail.ru)

© Закиров М.Ф.