

Методика расчета динамики производительности скважин по результатам постоянного мониторинга температуры при контроле разработки месторождений

Соловьева В.В.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
solovevaviktoria1997@gmail.com

Аннотация

В статье рассматриваются возможности использования метода стационарного долговременного мониторинга динамики работы скважины на основе баротермических параметров. Технология позволяет количественно определять изменения производительности скважины в зависимости от поведения поля температур, что дает дополнительный источник информации о работе скважины. Анализ основан на деформации поля температур, интенсивность которого определяется базовым эффектом теплообмена ствола и вмещающих его горных пород. Методика была опробована на реальных данных, были уточнены ограничения ее применимости и предложены подходы к модернизации разработанного алгоритма.

Материалы и методы

В работе использовалось численное моделирование поведения температурного поля в зависимости от динамики производительности скважины. Для опробования метода на реальных геофизических данных скважины был создан алгоритм и рассчитана погрешность. Аналитическим путем выявлены ограничения работы предложенного метода.

Ключевые слова

термобарический мониторинг, тепловое поле, контроль разработки, динамика добычи

Для цитирования

Соловьева В.В. Методика расчета динамики производительности скважин по результатам постоянного мониторинга температуры при контроле разработки месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 44–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-44-47

Поступила в редакцию: 09.09.2024

GEOPHYSICS

UDC 550.832.6 | Original Paper

Well production dynamics reconstruction approach based on the results of continuous temperature monitoring during field development surveillance

Solovieva V.V.

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
solovevaviktoria1997@gmail.com

Abstract

The article discusses the possibilities of using permanent long-term barothermal monitoring of well performance to quantify well production history. The technology makes it possible to quantify changes in well production depending on the behaviour of the temperature field. It provides an additional source of information about well production. The analysis is based on the deformation of the temperature field, the intensity of which is determined by the basic heat exchange effect between the wellbore and surrounding rocks. The method was tested on real data and the limitations of its application in its original form were identified. During the study, approaches to modernise the proposed algorithm were suggested.

Materials and methods

Numerical modelling of the temperature field behavior depending on the dynamics of well productivity was used in the work. To test the method on real well data, the algorithm of interpretation was generated, and the error was calculated. The limitations of the proposed method were analyzed.

Keywords

barothermal monitoring, temperature field, reservoir development surveillance, production dynamics

For citation

Solovieva V.V. Well production dynamics reconstruction approach based on the results of continuous temperature monitoring during field development surveillance. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 44–47. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-44-47

Received: 09.09.2024

Одним из наиболее развивающихся направлений в техническом плане на данный момент является мониторинг работы скважины. Стационарные точечные датчики дешевле и легче в установке и в эксплуатации. Однако несмотря на практичность и значительно меньшие трудозатраты, при использовании стандартных датчиков часто встречаются случаи поломки или некорректной регистрации замеров. Зачастую ситуация сложная с точки зрения замеров дебита скважин на устье. Замеры отдельных скважин дебита сепаратором проводятся нечасто, что не позволяет описать полностью динамику их работы для своевременного выявления потенциала увеличения добычи углеводородов.

Для преодоления данной проблемы автором была предложена методика стационарного мониторинга добычи на основе точечного датчика температуры. Первые работы в области анализа динамики изменения теплового поля в эксплуатационных скважинах проводились достаточно давно, и их совершенствование ведется до сих пор [1, 2]. Методика автора направлена на дополнительное определение дебита и восстановление изменяющихся режимов работы скважины. Полное описание методики представлено в статье [3]. Метод основывается на одном из главных термобарических эффектов — теплообмене потока со стенкой скважины. В основе методики лежит классическая модель Рейми [3]:

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

$$B = \frac{c_{\gamma c} Q f(t)}{2\pi \lambda_T}, \quad (2)$$

здесь и далее π — число «пи»; ΔT — разница следующих температур; T_c — температура на стенке скважины, T_r — геотермическая температура пласта; Γ — геотермический градиент температуры с глубиной; ΔT_{co} — температура на глубине пласта; z — расстояние от интервала работы пласта

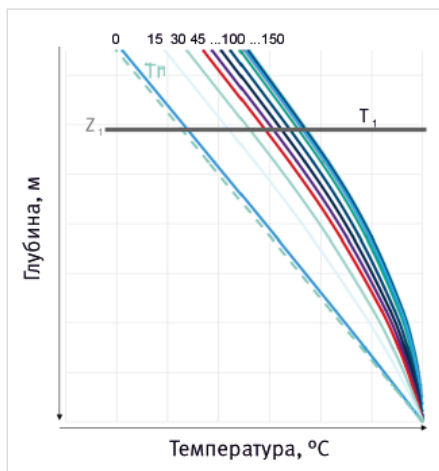


Рис. 1. Пример формирования теплового поля в стволе скважины на математической модели. Работающий пласт находится на забое скважины (шифр кривых — дебит скважины: от 0 до 150 м³/сут.)

Fig. 1. An example of the temperature distribution vs. depth. An analytical solution for single reservoir at the bottom of the well (curve code — well flow rate: from 0 to 150 m³/day)

$$n = 1: \quad Q_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{C_{\gamma c} \cdot \Gamma} \frac{\Delta T_1}{E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)} \right)}; \quad (3)$$

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

Формула 3–4. Оценка дебита на основе мониторинга температуры в стволе скважины

до глубины измерения; B — нормированный коэффициент теплоотдачи, $c_{\gamma c}$ — объемная теплоемкость заполнителя ствола скважины; Q — дебит скважины, $f(t)$ — функция времени; λ_T — теплопроводность пласта.

Благодаря чему можно предположить, что на достаточном удалении от интервала притока в скважину отдаление термограммы будет в основном зависеть от интенсивности работы пласта, а направление кривой схоже с направлением геотермограммы в скважине [3] (рис. 1).

Анализ поведения термограмм в скважине позволил сравнить распространение двух разных полей: давление и температура. В ходе чего было выявлено, что динамика изменения температуры похожа по своему поведению на динамику изменения поля давления, изучение которого в отрасли проводится более широким кругом исследователей. Данная аналогия натолкнула автора

на разработку методики анализа динамики производительности и количественной оценки дебита на основе мониторинга температуры в стволе скважины. Добавлены следующие обозначения: Q_n — объемный дебит во время работы скважины в режиме № n ; $(t_n - t_{n-1})$ — время работы скважины в режиме № n ; ΔT_n — приращение температуры; E_i — интегральная показательная функция; a_T — температуропроводность среды; r_c — радиус скважины (формула 3–4).

При апробации методики были получены положительные результаты. Однако было выявлено, что расположение точечного датчика должно быть как минимум выше на сто метров от интервала работы или НКТ в низкодебитных горизонтальных скважинах [4].

Расположение вблизи пласта

Расположение датчика является фактором, влияющим на информативность

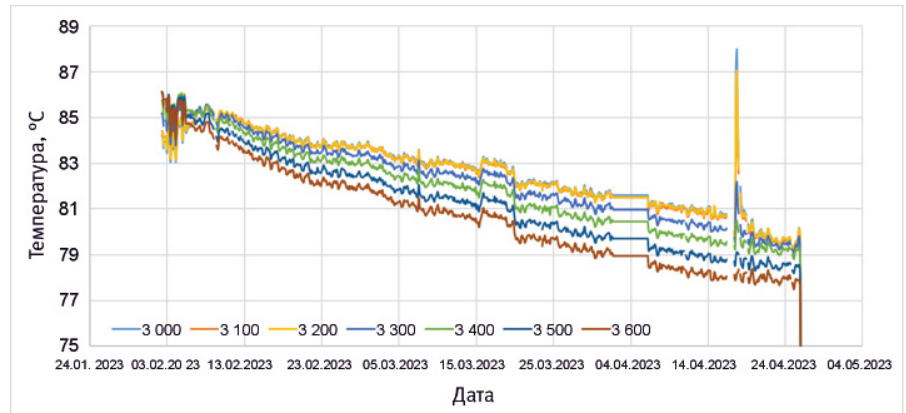


Рис. 2. Замеры температуры вблизи интервалов перфорированного пласта (шифр кривых — глубина)
Fig. 2. Temperature measurements near the intervals of the perforated reservoir (curve code — measurement depth)

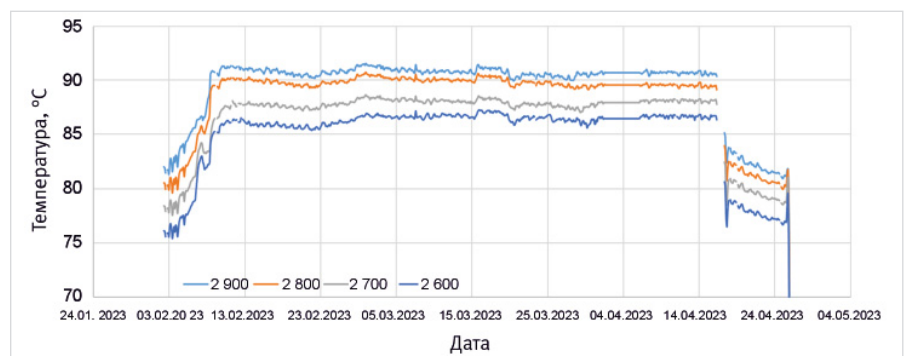


Рис. 3. Замеры температуры выше интервалов работы пласта (шифр кривых — глубина)
Fig. 3. Temperature measurements above the intervals of the perforated reservoir (curve code — depth)

и качество полученных результатов. Известно, что датчик зачастую находится ниже колонны НКТ, что позволяет не обращать внимания на возникающие тепловые шумы вследствие работы насоса в эксплуатационных скважинах. Однако часто точечный датчик в горизонтальных скважинах расположен в паре метров от рабочего горизонтального интервала, что заметно сказывается на поведении поля температур.

На рисунке 2 представлены записи датчиков температуры, проведенные в эксплуатационной скважине, когда датчик находится вблизи работающего пласта. Видно, что на поле температур помимо эффекта теплообмена также влияют эффекты смешивания в скважине, из-за чего яркие изменения режимов работы скважины не прослеживаются.

Однако если рассмотреть интервал, находящийся выше интервала НКТ (рис. 4), то уже после удаления от пласта на 50 метров можно увидеть моменты смены режимов работы скважины и провести количественную обработку интервалов. Как видно на графике, скважина работала стабильно долгое время, однако в апреле произошла непредвиденная ситуация, приведшая к ее остановке, что хорошо видно по плавному уменьшению температуры ствола.

Методика позволяет мониторить работу скважины как на качественном, так и на количественном уровне и оценить динамику ее работы. Однако ограничение расположения глубинного датчика может заметно снизить границы применимости методики.

Два датчика температуры

Как было описано выше, интерпретация стационарного датчика температуры может быть воспроизведена на данных, на которые уже не влияют сторонние факторы, и термограмма по своей форме становится параллельна геотерме.

Для снятия данного ограничения была рассмотрена возможность размещения дополнительного точечного датчика температуры вблизи основного. Такая модернизация позволит проводить количественную обработку результатов измерений, даже если датчик располагается вблизи пласта (рис. 4).

Дополнительный датчик позволит не только решить проблему расположения исключительно в параллельных частях термограммы, но и увеличит качество получаемых результатов. Благодаря двум замерам на разных глубинах, появляется возможность восстановления истинной геотермы в скважине. Сама формула расчета дебита скважины также изменит свой вид. Добавлены следующие обозначения: $\Gamma = \frac{T_1 - T_2}{z_1 - z_2} = \text{grad } T$; T_1 — температура на глубине измерения z_1 ; T_2 — температура на глубине измерения z_2 (формула 5–6).

Благодаря подобной модификации,

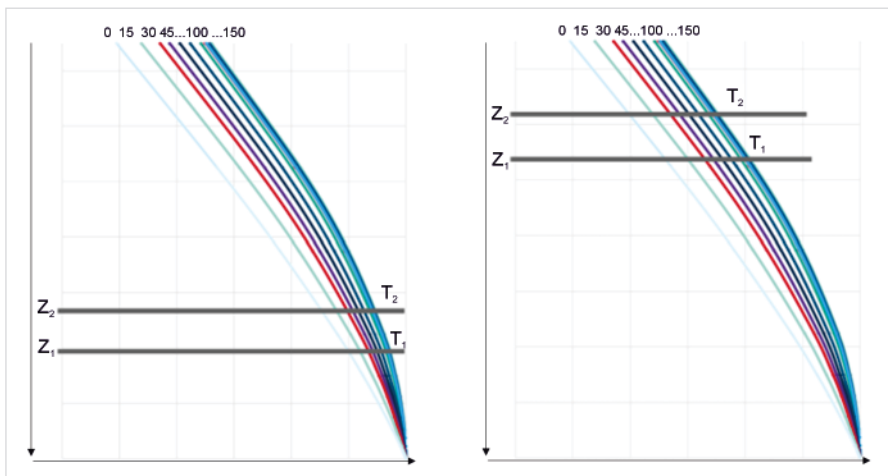


Рис. 4. Схема расположения двухточечных датчиков температуры на разной глубине
Fig. 4. Layout of two temperature sensors at different depths

методика становится применима для случаев, когда расположение датчика на значительном расстоянии от эксплуатируемого пласта технологически невозможно.

Пример использования модернизированной методики расчета динамики производительности скважин

Предложенная конфигурация методики была опробована в вертикальной скважине с несколькими пластами. В скважину было спущено три прибора телеметрии у интервалов работы пласта. В ходе исследования был выявлен переток на остановке скважины, вследствие чего методику в исходном варианте использовать не получилось (рис. 5).

Было принято решение изменить методику и опробовать новый метод анализа данных, благодаря чему был определен наклон термограммы и распространен на преточный пласт. Полученный результат был сравнен с проинтерпретированными данными по глубине. Результаты сравнения представлены на рисунке 6.

Видна достаточно высокая сходимость полученных данных с реальным дебитом в скважине. Стоит также отметить, что благодаря методике можно получить динамику изменения дебитов по каждому из имеющихся пластов.

Итого

В условиях, когда отрасли требуется добиться повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, весьма важным является правильный выбор скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий для повышения добычи. Массовое внедрение недорогих и достоверных датчиков для постоянного мониторинга работы скважин

и их обработка в режиме реального времени позволят оперативно выявлять скважины со снижением добычи, а интерпретация полученной информации совместно с динамикой давления позволит выработать подходящие мероприятия для повышения добычи.

Первым шагом в данном направлении является организация постоянного баротермического мониторинга работы скважин и интерпретация полученных данных по авторской методике.

Выводы

В статье приведена методика восстановления динамики производительности скважин на основе баротермического мониторинга. Методика опробована на скважинных данных и показала высокую работоспособность. Ее существенным преимуществом по сравнению с известным подходом к оценке дебита только по динамике забойного давления является отсутствие значительного изменения данной зависимости во времени, в отличие от частого изменения коэффициента продуктивности скважин. Подход по оценке динамики дебита на основе анализа динамики температуры позволяет оперативно выявлять проблемные скважины и вносить корректировки в планы проведения геолого-технических мероприятий на месторождении для повышения добычи.

Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965, 240 с.
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А. и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термодинамических исследований // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 1. С. 99–109.
3. Соловьева В.В., Кременецкий М.И. Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4. С. 38–50.
4. Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н. Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25. № 3. С. 151–162.

$$n = 1: \quad Q_1 = \frac{4\pi\lambda_T}{C\gamma_c \cdot \Gamma^n} \frac{\Delta T_1}{E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)} \right)}; \quad (5)$$

$$n > 1: \quad Q_n = \frac{\left\{ \Delta T_n \cdot \frac{4\pi\lambda_T}{C\gamma_c \cdot \Gamma^n} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i \left(E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_{i-1})} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_i)} \right) \right) \right\}}{\left\{ E_1 \left(\frac{r_c^2}{4a_T (t_n - t_{n-1})} \right) \right\}} \quad (6)$$

Формула 5–6. Расчет дебита скважины

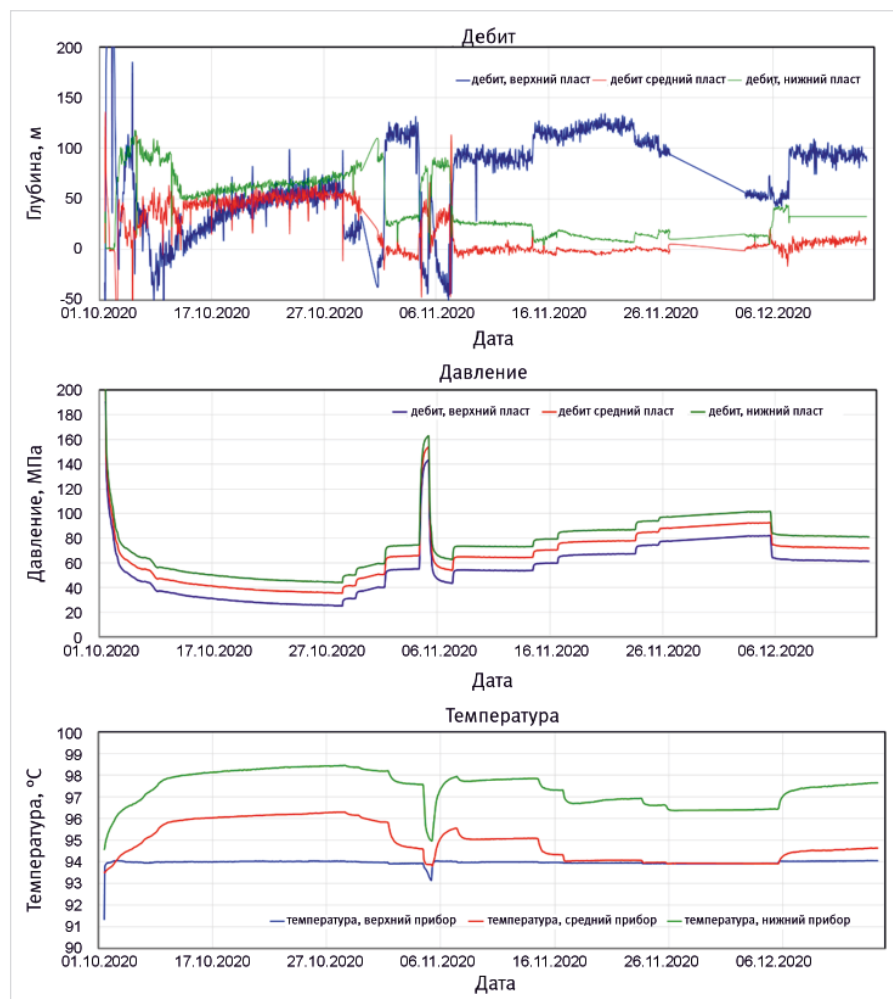


Рис. 5. Исходные данные по температуре и давлению в скважине
Fig. 5. Initial temperature and pressure data in the well

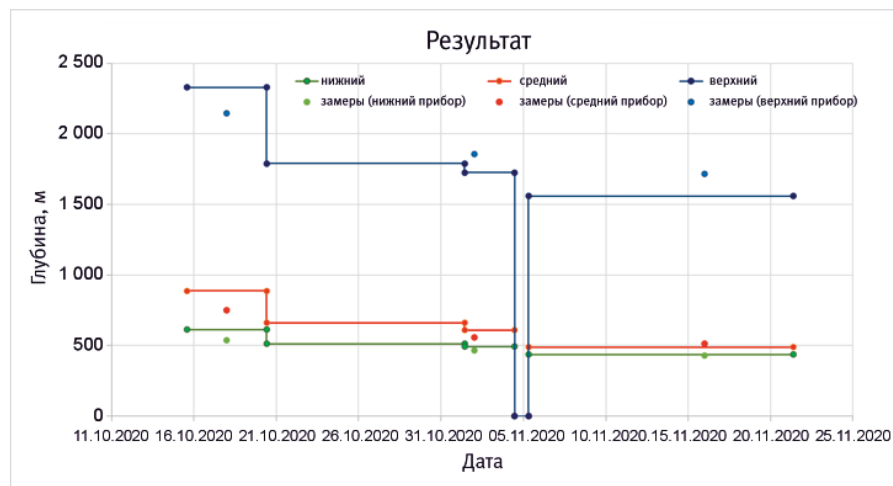


Рис. 6. Сравнение рассчитанного дебита с реальными данными по дебиту
Fig. 6. Comparison of calculated flow rate with actual well rate

Results

In conditions when petroleum industry needs to increase oil recovery from mature fields, it is very important to choose the right candidate wells for production enhancement operations to increase production. Massive implementation of inexpensive and reliable sensors for continuous monitoring of well production and real-time processing of their records allow promptly identifying wells with a productivity decrease. Combined interpretation of rate records received, together with the dynamics of bottom-hole pressure will allow developing right actions to increase production. The first step in this direction is the organization of continuous barothermal monitoring of well operation and interpretation of the obtained data using the author's method.

Conclusions

The article presents a method for restoring the dynamics of well production rate based on barothermal monitoring. The method has been tested on well data and has shown high applicability. Its significant advantage over the well-known approach to estimating flow rate only based on the dynamics of bottomhole pressure is the absence of significant changes in this relationship over time, in contrast to the frequent change in the well productivity index. The approach to estimating the dynamics of flow rate based on the analysis of temperature changes dynamics allows for prompt identification of well problems and adjustments of the plans for production enhancement operations to increase production.

References

1. Chekalyuk E.B. Thermodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra, 1965, 240 p. (In Russ).
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies, PRONEFT. Professionally about oil, 2022, Vol. 7, issue 1, P. 99–109. (In Russ).
3. Solovieva V.V., Kremenetsky M.I. Gas well productivity monitoring based on the results of permanent temperature monitoring in the wellbore. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 4, P. 38–50. (In Russ).
4. Kremenetskiy M.I., Krichevsky V.M., Solovieva V.V., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. Georesursy, 2023, Vol. 25, issue 3, P. 151–162. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соловьева Виктория Витальевна, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: solovevaviktoria1997@gmail.com

Solovieva Victoria Vitalievna, postgraduate student, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
Corresponding author: solovevaviktoria1997@gmail.com