

Распределение температуры вдоль вертикального ствола газоконденсатной скважины

Екатерина Евгеньевна Сандалова^{1,2}✉,
Анатолий Александрович Кислицын¹,
Дмитрий Алексеевич Самоловов², Артем Игоревич Варавва²

¹ Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

² Группа компаний «Газпромнефть», Санкт-Петербург, Россия

Контакт для переписки: e.e.sandalova@utmn.ru✉

Аннотация. Распределение температуры вдоль ствола газоконденсатной скважины является важным параметром для прогнозирования ее работы и успешной добычи на газоконденсатных месторождениях. Температура влияет на оценку прогноза образования газовых гидратов, выпадение жидкости и образования коррозии в насосно-компрессорных трубах, что сказывается на капитальных затратах, которые необходимо закладывать на ранних этапах разработки месторождений. Целью данной работы является разработка методики экспресс-оценки температуры газоконденсатной смеси вдоль ствола скважины. Приведены примеры месторождений, для которых данная тема является актуальной. Рассмотрено одномерное уравнение теплопроводности с учетом конвективного переноса тепла и потерь теплоты через боковую стенку скважины. Показано, что точное аналитическое решение данного уравнения дает адекватное описание температурного поля вдоль скважины как в стационарном режиме, так и в процессе его установления. Получено также численное решение этого уравнения методом сеток с использованием явной схемы. Результаты аналитического и численного решений сопоставлены с результатами расчетов на специализированном программном продукте, а также с фактическими данными 4 скважин 3 газоконденсатных месторождений на различных режимах работы, и получено хорошее согласие этих результатов друг с другом. На основе этих решений построены графики, позволяющие определить температуру вдоль ствола скважины с момента ее запуска до выхода на стационарный режим, а также на стационарном режиме. Показана возможность оценки коэффициента теплообмена скважины с окружающим ее грунтом и описана методика этой оценки.

Ключевые слова: температура, газоконденсатные скважины, уравнение теплопроводности

Цитирование: Сандалова Е. Е., Кислицын А. А., Самоловов Д. А., Варавва А. И. 2025. Распределение температуры вдоль вертикального ствола газоконденсатной скважины // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 3 (43). С. 40–57. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-3-40-57>

Поступила 15.07.2025; одобрена 15.09.2025; принята 23.09.2025

Temperature distribution along a vertical gas condensate well

Ekaterina E. Sandalova^{1,2}✉, Anatoliy A. Kislitsyn¹, Dmitry A. Samolovov², Artem I. Varavva²

¹ University of Tyumen, Tyumen, Russia

² Gazpromneft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

Corresponding author: e.e.sandalova@utmn.ru✉

Abstract. The temperature distribution along the wellbore of a gas condensate well is an important parameter for predicting its operation and successful production at gas condensate fields. Temperature affects the assessment of gas hydrate formation, liquid dropout, and corrosion in tubing, which impacts capital expenditures, which must be factored in during the early stages of field development. The objective of this paper is to develop a method for rapidly estimating the temperature of a gas condensate mixture along a wellbore. Examples of fields for which this topic is relevant are provided. A one-dimensional heat conduction equation is considered, taking into account convective heat transfer and heat loss through the wellbore sidewall. It is shown that an exact analytical solution to this equation provides an adequate description of the temperature field along the wellbore, both in steady-state conditions and during its establishment. A numerical solution to this equation is also obtained using a grid method with an explicit scheme. The results of the analytical and numerical solutions were compared with the results of calculations using specialized software, as well as with actual data from four wells at three gas condensate fields under various operating conditions. Good compliance was found between these results. Based on these solutions, graphs were constructed to determine the temperature along the wellbore from startup to reaching steady-state conditions, as well as during steady-state conditions. The feasibility of estimating the heat transfer coefficient between the wellbore and the surrounding soil is demonstrated, and a methodology for this assessment is described.

Keywords: temperature, gas condensate wells, thermal conductivity equation

Citation: Sandalova, E. E., Kislitsin, A. A., Samolovov, D. A., & Varavva, A. I. (2025). Temperature distribution along a vertical gas condensate well. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(3), 40–57. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-3-40-57>

Received Jul. 15, 2025; Reviewed Sep. 15, 2025; Accepted Sep. 23, 2025

Введение

На сегодняшний день запасы легко добываемых ресурсов истощаются и нефтегазовые компании переходят на разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Данная работа затрагивает разработку газоконденсатных месторождений, особой ценностью которых является конденсат. Газовый конденсат — это топливная жидкость, которая выделяется из газа при поверхностных условиях. Содержание конденсата невелико, но он представляет большую ценность для добычных компаний. Содержание конденсата повышается с увеличением глубины залегания газоконденсатных пластов, поэтому добыча такого ценного ископаемого несет ряд трудностей. Одной из них является выпадение газового конденсата в пласте в процессе разработки месторождения, в таком случае его извлечение из пласта становится невозможным. Кроме того, газовый конденсат может накапливаться в призабойной зоне пласта, его количество в жидкой фазе зависит от изменения давления и температуры с течением времени.

Согласно источникам, есть примеры месторождений, такие как Талаканское, Среднеботубинское, Тас-Юрахское и другие, которые находятся на территории Восточной Сибири на глубинах с аномально низкими температурами. Одной из особенностей таких месторождений является расхождение пластового и гидростатического давлений до 29% (что говорит об аномальности пластового давления), а разница температур при этом может достигать до нескольких десятков градусов. Причиной образования таких давлений и температур являются геотермические, тектонические, физико-географические и другие факторы. Появление аномальных параметров также наблюдается на соседних месторождениях. В качестве примера можно привести Нижнехатамакинское месторождение. Согласно литературе, температурный градиент равен 3 °C на каждые 100 м, Нижнехатамакинское месторождение находится на глубине 1550 м, тогда температура на этой глубине должна составлять около 47 °C, но по замерам на этом месторождении температура составляет 7 °C. Другой пример: Талаканское месторождение, температура которого на глубине 1050 м составляет 13 °C [Кусов, 2014]. В работе [Фукс, Фукс, 1976] также приводятся термограммы по скважинам трех месторождений: Среднеботубинского, Марковского и Ярактинского. По этим данным можно сделать вывод, что на одинаковых глубинах разных месторождений пластовые температуры могут существенно различаться (см. рис. 1).

Повышенная температура создает дополнительные трудности при разработке газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Одним из ослож-

няющих факторов в этом случае является увеличение скорости коррозии (рис. 2), что приводит к необходимости применения ингибиторов, использования полимерных материалов, прочных железных сплавов из нержавеющей стали, стоимость которых необходимо учитывать на этапе концептуального проектирования.

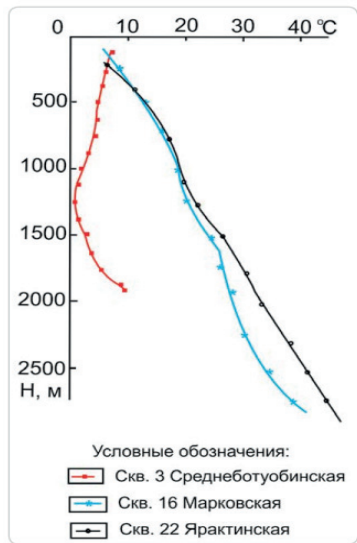


Рис. 1. Термограммы по скважинам Непского свода [Фукус, Фукус, 1976]

Fig. 1. Thermograms of the Nera Arch (Fuks, Fuks, 1976)

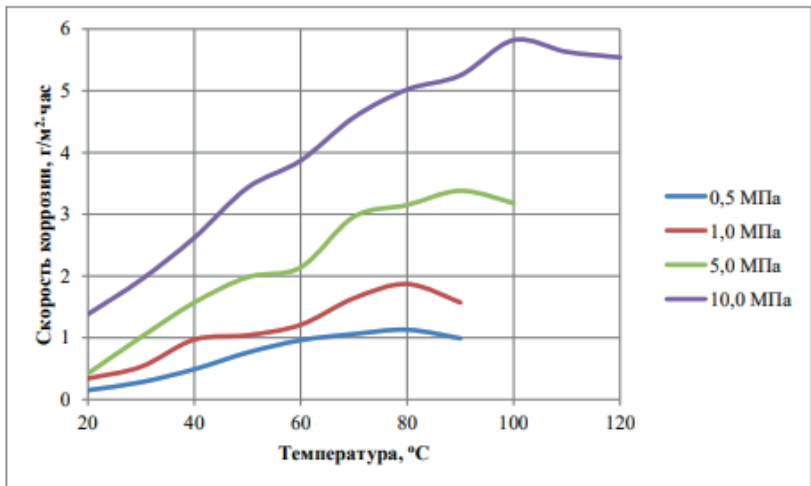


Рис. 2. Зависимость скорости коррозии от температуры при различных парциальных давлениях CO₂

Fig. 2. Corrosion rate dependence on temperature at different partial pressures of CO₂

Кроме того, необходимо отметить еще одну трудность, с которой приходится сталкиваться на газоконденсатных месторождениях с низкой температурой, — газовые гидраты — твердые кристаллические соединения, которые образуются при низких температурах и высоких давлениях. Газовые гидраты могут закупоривать пространство в насосно-компрессорных трубах, а также в поверхностной сети, что препятствует добыче газа из пластов. Появляются они за счет химической реакции испаренной воды и углеводородного газа (рис. 3). В связи с этим комплексная разработка газоконденсатных месторождений имеет ряд особенностей по сравнению с разработкой чисто газовых месторождений [Овсенёв, 2023; Дядин, 1998].

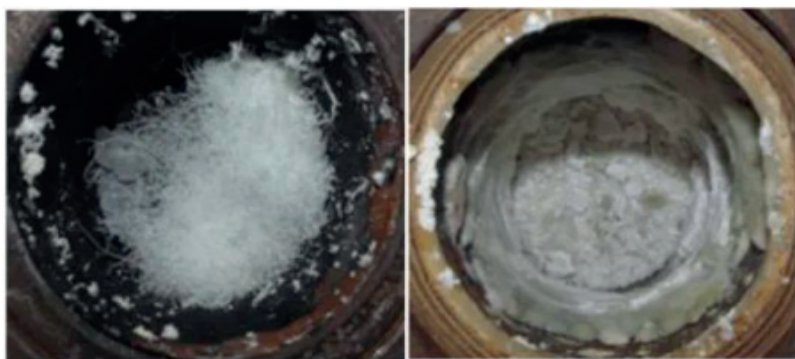


Рис. 3. Отложение гидратов на стенках насосно-компрессорных труб

Fig. 3. Hydrate deposition on the walls of oil well tubing

В связи с этим температура оказывает большое влияние при разработке газоконденсатных месторождений [Рубайло, 2021; Брилл, 2006; Dikken, 1990; Ramey, 1962].

Многофазность поступающей среды является одной из характерных особенностей при разработке газоконденсатных месторождений. Для того чтобы учесть количество всех фаз, поступающих в скважину, необходимо провести оценку на сложных гидродинамических симуляторах. Не на всех проектах достаточно времени для создания таких моделей и оценки на них процесса разработки. Зачастую необходимо выполнить оперативную оценку поступающего флюида в скважину [Заночуев, 2017; Шулепин, 2017; Жижимонтов, 2021; Апасов, 2021]. На сегодняшний день оценку изменения температуры вдоль ствола скважины можно выполнить с помощью современных программных продуктов, которые считают на основе известных корреляций. Для этого необходима настройка корреляции и наличие лицензий. На ранних проектных этапах оценку необходимо выполнить в кратчайшие сроки без применения специальных программных продуктов, для таких случаев существует необходимость в экспресс-методиках или формулах, на основе которых можно быстро оценить изменение температуры с учетом информации со скважин [Гиматулинов и др., 1983; Хасанов и др., 2012; Богданов и др., 2019; Brill, Mukherjee, 1999; Овсенёв, 2023]. В данной работе мы предлагаем приближенную экспресс-оценку этого распределения, основанную на решении упрощенного уравнения теплопроводности [Butler, 1994].

Одномерное уравнение теплопроводности для трубы с конвективным переносом тепла и с теплообменом на боковой поверхности

Температура вдоль ствола газоконденсатной скважины является необходимым параметром для проектирования процесса разработки. От температуры зависит соотношение жидкой и газовой составляющей в потоке.

Рассмотрим общеизвестный закон Фурье:

$$q = -\lambda \text{grad} T, \quad (1)$$

где q — плотность теплового потока, Вт/м²; λ — коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); T — температура, К.

С помощью данного закона, который напоминает закон Дарси, можно оценить распределение температуры вдоль ствола скважины. Для этого в первом приближении примем для себя ряд допущений: пренебрежем фазовыми переходами, плотность флюида возьмем среднюю, как и изменение теплоемкости. Скважину представим в виде вертикальной трубы, изображенной на рис. 4.

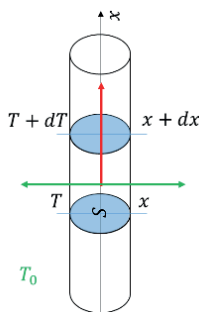


Рис. 4. Модель вертикального ствола газоконденсатной скважины с постоянным поперечным сечением

Fig. 4. Model of a vertical gas condensate wellbore with a constant cross-section

Опишем следующий процесс, происходящий в данной скважине: газоконденсатная смесь движется со скоростью v вдоль оси x сквозь площадь поперечного сечения S . Через данное сечение за единицу времени проходит количество флюида массой $\rho v S$, который несет в себе количество теплоты, равное $\rho v S c T$. Площадь боковой поверхности такой скважины можно посчитать, зная периметр сечения и высоту ствола скважины, таким образом площадь будет равна $2\pi R dx$, тогда через боковую стенку можно описать количество теплоты как $2\alpha\pi R(T_0 - T)dx$, где α — коэффициент теплообмена с грунтом, окружающим скважину, Вт/(м²·К); $T_0(x)$ — температура этого грунта. С учетом параметров, описанных выше, можно получить следующее уравнение [Кислицын, 2002]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} - v \frac{\partial T}{\partial x} - \frac{2\alpha}{c\rho R} (T - T_0). \quad (2)$$

Кроме того, нам необходимо определить температуры с внешней стороны нашей стенки. Как было описано выше, температуру можно в первом приближении задать из справочных данных по геологии, которые указывают, что на каждые 100 м температура грунта увеличивается на 3 °С, поэтому температуру грунта на глубине H определяют по следующей формуле [Рубайло, 2021]:

$$T_0 = T_{\text{уст}} + g \cdot (H/100), \quad (3)$$

где $T_{\text{уст}}$ — температура на поверхности земли (устьевая температура), g — прирост температуры на 100 м глубины. Помимо этого, стоит еще раз подчеркнуть, что температура может варьироваться от 0,5 °С до 20 °С. Поэтому в тех случаях, когда нет достоверных сведений о геотермическом градиенте для данной местности, величину g принимают равной 3 °С.

Теплоемкость грунта, окружающего скважину, будем считать достаточно большой, для того чтобы можно было пренебречь прогревом грунта во время эксплуатации скважины, т. е. считать, что T_0 зависит от x , но не от t .

Аналитическое решение

Для обобщения результатов решения уравнения (2) на возможно большее количество практических задач приведем это уравнение к безразмерному виду. Введем следующие обозначения:

— безразмерная координата:

$$X = \frac{x}{R}, \quad (4)$$

где x — текущая координата (глубина) по стволу скважины, м; R — внутренний радиус ствола скважины, м;

— безразмерное время (число Фурье):

$$\tau = \frac{t\alpha}{R^2}, \quad (5)$$

где t — текущее время, с; α — коэффициент температуропроводности газоконденсата, м²/с;

— безразмерная температура флюида (газоконденсата):

$$\theta(X, \tau) = \frac{T - T_{\text{уст}}}{T_{\text{пл}} - T_{\text{уст}}}, \quad (6)$$

где $T(x, t)$ — текущая температура газоконденсата, $T_{\text{пл}}$ — пластовая температура;

— безразмерная температура окружающей среды (грунта):

$$Z(X) = \frac{T_0 - T_{\text{уст}}}{T_{\text{пл}} - T_{\text{уст}}}, \quad (7)$$

— число Пекле:

$$Pe = \frac{\nu R}{a}, \quad (8)$$

где ν — скорость движения газоконденсата, м/с;

— число Нуссельта:

$$Nu = \frac{\alpha R}{c\rho a} = \frac{\alpha R}{\lambda}, \tag{9}$$

где λ — коэффициент теплопроводности газоконденсата, Вт/(м·К).

В этих обозначениях уравнение (2) принимает безразмерный вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} = \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + Pe \frac{\partial \theta}{\partial x} - 2Nu(\theta - Z). \tag{10}$$

Для оценки характерных значений чисел Пекле и Нуссельта были использованы промысловые данные, полученные на одной из добывающих газоконденсатных скважин месторождения X. Данная скважина работала примерно 1,5 месяца на нескольких режимах. Для оценок были выбраны 3 режима с разными средними скоростями движения флюида; эти режимы представлены в табл. 1. Необходимые для расчетов теплофизические параметры добываемого газоконденсата, а также глубина скважины и внутренний радиус ее вертикального ствола приведены в табл. 2.

Таблица 1. Промысловые данные, полученные на одной из скважин газоконденсатного месторождения X

Table 1. Field data obtained at one of the wells of the gas condensate field X

Режим	v , м/с	Pe	$T_{пл}$, °С	$T_{уст}$, °С	T_0 , °С	Nu	α , Вт/(м ² ·К)
1	4,5	$7,47 \cdot 10^5$	69,4	37,2	18,5	7,5	15,4
2	7,5	$1,25 \cdot 10^6$	69,7	43,0	18,5	7,5	15,4
3	11,0	$1,85 \cdot 10^6$	68,0	45,0	18,5	7,5	15,4

Таблица 2. Теплофизические свойства пластового флюида

Table 2. Thermophysical properties of reservoir fluid

Название	Значение	Размерность
Температуропроводность a	2.35E-07	м ² /с
Удельная теплоемкость c	2280	Дж/(кг·К)
Плотность газоконденсата (среднее значение) ρ	150	кг/м ³
Глубина скважины H	1683	м
Внутренний радиус вертикального ствола скважины R	39	мм

Поскольку на всех режимах числа Пекле $\gg 1$, то кондуктивный перенос тепла пренебрежимо мал, и в уравнении (10) второй производной от температуры можно пренебречь. Тогда уравнение (10) примет следующий вид:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} - Pe \frac{\partial \theta}{\partial X} = -2Nu(\theta - Z). \quad (11)$$

Это квазилинейное дифференциальное уравнение в частных производных первого порядка имеет точное аналитическое решение [Тихонов, 1980]. Сделаем замену

$$\theta = w + Z - w_0, \quad (12)$$

где
$$w_0 = -\frac{Pe \cdot R}{2Nu \cdot H} = -\frac{Pe}{2Nu \cdot X_m} = \text{const}, \quad (13)$$

$$X_m = H/R \text{ — максимальное значение координаты } X. \quad (14)$$

Тогда уравнение (11) принимает «стандартную» форму:

$$\frac{\partial w}{\partial \tau} - Pe \frac{\partial w}{\partial X} = -2Nu w, \quad (15)$$

и его решение имеет вид [Зайцев, 2001]:

$$w = -w_0 \cdot \exp(-2Nu \cdot \tau) \cdot \Phi(Pe \cdot \tau + X), \quad (16)$$

где вид функции $\Phi(Pe \cdot \tau + X)$ должен быть определен из начального и граничного условий.

Граничные условия для $\theta(X, \tau)$ и $w(X, \tau)$, учитывая, что $Z(X_m) = 1$, имеют вид:

$$\theta(X, \tau)|_{X=X_m} = 1 \rightarrow w(X, \tau)|_{X=X_m} = \frac{Pe}{2Nu \cdot X_m}. \quad (17)$$

В качестве начального условия примем распределение температуры газоконденсата вдоль вертикального ствола скважины совпадающим с температурой окружающего скважину грунта. С точки зрения физики такое начальное условие соответствует установившейся температуре неподвижного газоконденсата; время установления $\sim R^2/a \approx 1$ ч. В этом случае для w получаем начальное условие, по виду совпадающее с граничным:

$$\theta(X, \tau)|_{\tau=0} = Z(X/X_m) \rightarrow w(X, \tau)|_{\tau=0} = -\frac{Pe}{2Nu \cdot X_m}. \quad (18)$$

Итак, решение уравнения (11) имеет вид:

$$\theta(X, \tau) = \frac{Pe}{2Nu \cdot X_m} [1 - \exp(-2Nu \cdot \tau) \cdot \exp(\varphi_1(X, \tau) + \varphi_2(X, \tau))] + Z(X), \quad (19)$$

где

$$\varphi_1(X, \tau) = 2Nu \cdot \tau (X - X_m) / Pe, \quad (20)$$

$$\varphi_2(X, \tau) = 2Nu \cdot \tau \cdot X / X_m. \quad (21)$$

На рис. 5 и 6 представлены графики, построенные по формуле (19). На рис. 5 изображены зависимости температуры от координаты вдоль всей скважины при нескольких фиксированных значениях времени. На рис. 6 приведены графики зависимости температуры от времени в некоторых фиксированных точках скважины.

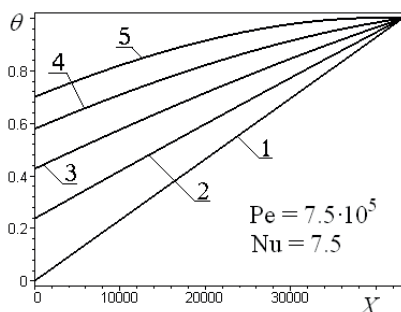


Рис. 5. Профиль температуры при фиксированных значениях времени:

1 — $\tau = 0$; 2 — $\tau = 0,25\tau_m$; 3 — $\tau = 0,5\tau_m$; 4 — $\tau = 0,75\tau_m$; 5 — $\tau = \tau_m$

Fig. 5. Temperature profile at fixed time values:

1 — $\tau = 0$; 2 — $\tau = 0.25\tau_m$; 3 — $\tau = 0.5\tau_m$; 4 — $\tau = 0.75\tau_m$; 5 — $\tau = \tau_m$

В начальный момент времени, в соответствии с начальным условием (18), температура флюида в скважине равна температуре окружающего грунта. По мере движения холодный флюид замещается более теплым, температура в стволе скважины растет. К моменту τ_m вся жидкость, заполнявшая скважину до начала движения, замещается жидкостью, имевшую на входе в скважину температуру $T_{пл}$ т. е. $\theta = 1$, и дошедшую до устья с температурой $\theta \approx 0,76$ из-за потери части тепла вследствие теплообмена с окружающей средой. В дальнейшем, если граничные условия, скорость флюида и интенсивность теплообмена не меняются, то и распределение температуры остается неизменным, т. е. достигается стационарный режим. Таким образом, формула (19) позволяет найти распределение температуры по стволу скважины в любой момент времени, если заданы числа Пекле и Нуссельта.

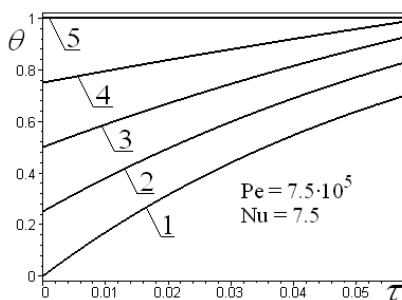


Рис. 6. Зависимость температуры от времени в фиксированных точках скважины:

1 — $X = 0$; 2 — $X = 0,25X_m$; 3 — $X = 0,5X_m$; 4 — $X = 0,75X_m$; 5 — $X = X_m$

Fig. 6. Temperature dependence on time at fixed points of the well: 1 — $X = 0$;

2 — $X = 0.25X_m$; 3 — $X = 0.5X_m$; 4 — $X = 0.75X_m$; 5 — $X = X_m$

Температура в точке $X = X_m$ в соответствии с граничным условием (17) всегда равна 1.

Особенностью решения (19) является то, что аргументы τ и X нельзя задавать независимо друг от друга, так как они взаимосвязаны соотношением $Pe \cdot \tau + X = \text{const}$ (харак-

теристика уравнения (15)). В данном случае этой константой является максимальная координата X_m . Другими словами, аргументы τ и X должны находиться в области

$$\{0 \leq X \leq X_m, \quad 0 \leq \tau \leq \tau_m = X_m/Pe\}. \quad (22)$$

Однако на область применимости решения это ограничение практически не влияет. Выход за указанные границы по координате X в любом случае не имеет физического смысла, а ограничение по τ объясняется тем, что время $\tau_m = X_m/Pe$ соответствует размерному времени $t_m = H/\nu$ — это время, за которое флюид проходит расстояние от пласта до устья. В этот момент достигается стационарное (не зависящее от времени) распределение температуры, которое в дальнейшем сохраняется до тех пор, пока скважина работает с постоянным дебитом. То есть при вычислениях по формуле (19), если τ превышает по величине τ_m , в формулу вместо τ надо подставлять значение τ_m . Графики стационарных профилей температуры представлены на рис. 7 и 8.

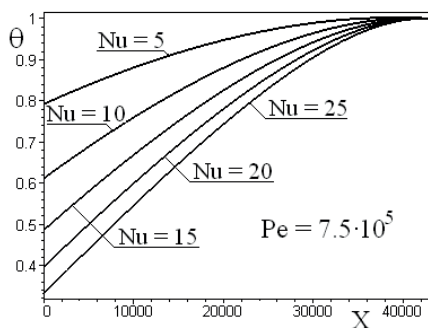


Рис. 7. Стационарные профили температуры по длине скважины при различных значениях числа Нуссельта

Fig. 7. Stationary temperature profiles along the well length for different values of the Nusselt number

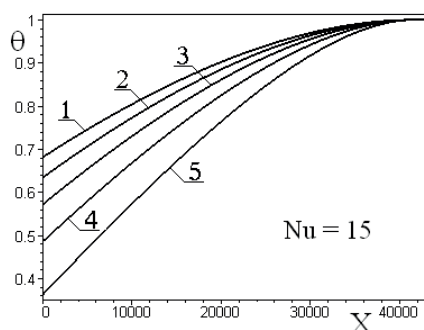


Рис. 8. Стационарные профили температуры по длине скважины при различных значениях числа Пекле: 1 — $Pe = 1,5 \cdot 10^6$; 2 — $Pe = 1,25 \cdot 10^6$; 3 — $Pe = 1,0 \cdot 10^6$; 4 — $Pe = 7,5 \cdot 10^5$; 5 — $Pe = 5,0 \cdot 10^5$

Fig. 8. Stationary temperature profiles along the well length for different values of the Peclet number: 1 — $Pe = 1.5 \cdot 10^6$; 2 — $Pe = 1.25 \cdot 10^6$; 3 — $Pe = 1.0 \cdot 10^6$; 4 — $Pe = 7.5 \cdot 10^5$; 5 — $Pe = 5.0 \cdot 10^5$

Именно стационарное распределение температуры по стволу скважины с практической точки зрения имеет наибольшее значение. Во-первых, потому что размерное время установления температуры имеет порядок 1 ч, что пренебрежимо мало по сравнению со временем работы скважины. Во-вторых, потому что коэффициент теплообмена α и число Нуссельта Nu обычно заранее известны только по порядку величины, а с помощью стационарного решения по измеренной температуре флюида на устье скважины можно число Нуссельта существенно уточнить. Для этого надо измеренную на выходе из скважины температуру газоконденсата выразить по формуле (6) в безразмерном виде θ и подставить в уравнение (19). Для устья ($X = 0, Z(0) = 0, \tau = \tau_m = X_m/Pe$) это уравнение существенно упрощается и принимает вид:

$$\theta(0, \tau_m) = \frac{1}{2Nu \cdot \tau_m} [1 - \exp(-2Nu \cdot \tau_m(1 + \tau_m))]. \quad (23)$$

Решить уравнение (23) относительно числа Nu не представляет труда с помощью любой подпрограммы для решения трансцендентных уравнений. Можно также воспользоваться графиками на рис. 9, на которых представлена правая часть уравнения (23) как функция от числа Nu при различных значениях τ_m . Чтобы определить число Nu , надо на вертикальной шкале рис. 9 отметить измеренную температуру газоконденсата в безразмерном виде θ и провести из этой точки горизонтальную линию до пересечения с кривой, соответствующей актуальному в данном случае значению τ_m . Горизонтальная координата этой точки пересечения и есть искомое число Nu .

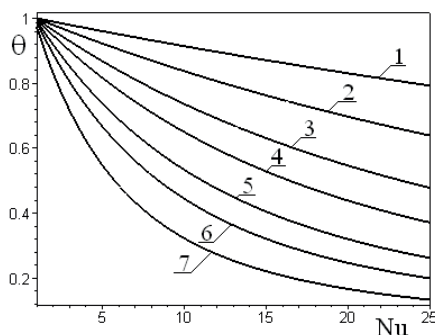


Рис. 9. Номограмма для определения числа Нуссельта Nu . 1 — $\tau_m = 0,01$; 2 — $\tau_m = 0,02$; 3 — $\tau_m = 0,035$; 4 — $\tau_m = 0,05$; 5 — $\tau_m = 0,075$; 6 — $\tau_m = 0,1$; 7 — $\tau_m = 0,15$

Fig. 9. Nomogram for determining the Nusselt number Nu . 1 — $\tau_m = 0.01$; 2 — $\tau_m = 0.02$; 3 — $\tau_m = 0.035$; 4 — $\tau_m = 0.05$; 5 — $\tau_m = 0.075$; 6 — $\tau_m = 0.1$; 7 — $\tau_m = 0.15$

Численное решение

С целью независимой проверки уравнение (2) было также решено численно при помощи явной схемы [Меркулова, Михайлов, 2014; Самарский, Гулин, 1989]:

$$T_i^{n+1} = T_i^n + dt \left[a \frac{T_{i+1}^n - 2T_i^n + T_{i-1}^n}{dx^2} - v \frac{T_i^n - T_{i-1}^n}{dx} - \frac{2\alpha}{c\rho_i R} (T_i^n - T_0^n) \right], \quad (24)$$

где индексами i обозначены номера узлов на сетке по координате x , а индексами n — номера шагов по времени. Чтобы реализовать такую схему и выполнить расчеты был создан несложный программный код, входные параметры приведены в табл. 1 и 2; результаты расчетов — в табл. 3 и 4, а также на рис. 10. Кондуктивный член в уравнении (2) при численном моделировании был сохранен, поскольку его присутствие повышает устойчивость процесса моделирования. Однако результаты аналитического решения и численного моделирования, как и следовало ожидать, практически не различаются.

Результаты сравнения приведены в табл. 3, 4 и на рис. 10.

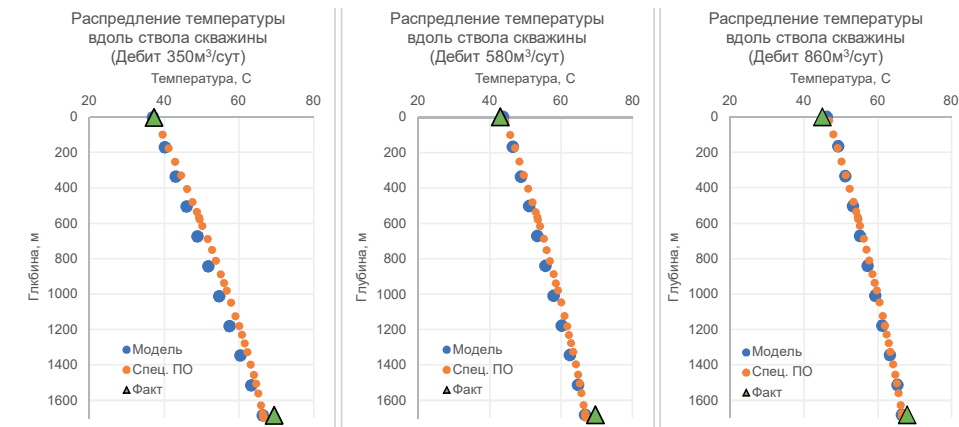


Рис. 10. Сравнение расчета температуры при помощи программного продукта и численного решения уравнения теплопроводности

Fig. 10. Comparison of temperature calculation using software and numerical solution of the heat conduction equation

Ошибка в результате расчета по уравнению теплопроводности составила менее 5%, что не превышает допустимой погрешности (до 10%) (табл. 3).

Таблица 3. Отклонение рассчитанной температуры от фактических данных

Table 3. Deviation of the calculated temperature from the actual data

Скважина	Глубины	Решение ур-я (2), °C	Спец. прогн. продукт, °C	Отклонение, %
<i>Месторождение X</i>				
Скважина X1	Режим 1			
	0	36,88	37,19	1%
	1683	66,25	69,36	4%
	Режим 2			
	0	43,75	43	-2%
	1683	67,02	69,7	4%
Режим 3				
	0	46,16	45	-3%
	1683	66,07	68	2%

Таблица 4. Отклонение рассчитанной температуры от фактических данных на 3 скважинах разных месторождений

Table 4. Deviation of the calculated temperature from the actual data at 3 wells in different fields

Скважина	Глубины	Решение ур-я (2), °С	Спец. прогр. продукт, °С	Максимальное отклонение, %
<i>Месторождение X</i>				
<i>Скважина X2</i>	<i>Режим 1</i>			
	841	55,63	59,55	7%
	<i>Режим 2</i>			
	841	55,47	57,08	6%
	<i>Режим 3</i>			
	841	56,6	59,5	6%
<i>Месторождение Y</i>				
<i>Скважина Y1</i>	<i>Режим 1</i>			
	845	42,9	43,5	1%
	<i>Режим 2</i>			
	845	41,81	43,3	4%
	<i>Режим 3</i>			
	845	41,0	42,9	5%
<i>Месторождение Z</i>				
<i>Скважина Z1</i>	<i>Режим 1</i>			
	1722	86,4	87,7	2%
	<i>Режим 2</i>			
	1722	84,2	90,9	7%
	<i>Режим 3</i>			
	1722	82,2	88,9	8%

Для того чтобы доказать работоспособность модели, была проведена проверка фактических точек на других скважинах и других месторождениях, для большей наглядности указывается глубинная точка с максимальным отклонением аналитической модели от настроенной корреляции в программном продукте. В табл. 4 представлены результаты сравнения на трех скважинах разных месторождений. По месторождению Z наблюдаются самые большие отклонения, связанные с большей глубиной скважины, и, как следствие, с максимальными потерями вдоль ствола скважины.

Заключение и выводы

Сделан краткий обзор проблем газоконденсатных месторождений, для решения которых оценка температуры флюида при его движении по стволу скважины является актуальной задачей.

Рассмотрено уравнение теплопроводности с учетом конвективного теплопереноса и потерь тепла через боковую стенку скважины. Показано, что кондуктивным членом этого уравнения можно пренебречь, так как характерные значения числа Пекле много больше 1.

Показано, что точное аналитическое решение данного уравнения дает адекватное описание температурного поля вдоль скважины как в стационарном режиме, так и в процессе его установления.

Получено численное решение уравнения теплопроводности методом сеток с использованием явной схемы. Результаты аналитического и численного решений сопоставлены с результатами расчетов на специализированном программном продукте, а также с фактическими данными 4 скважин 3 газоконденсатных месторождений на различных режимах работы, и получено хорошее согласие этих результатов друг с другом. На полученных решениях построены графические представления по определению температуры вдоль ствола газоконденсатной скважины.

Приведена оценка коэффициента теплообмена скважины с окружающей ее средой.

Таким образом, представленные результаты могут быть использованы для оценки температур на газоконденсатных месторождениях, находящихся на ранней проектной проработке.

Список источников

- Апасов Р. Т., Бадгутдинов Р. Р. и др. 2021. Расчет оптимальных параметров системы разработки газового месторождения // Нефтяное хозяйство. № 12. С.74–78.
- Богданов Е. В., Чамеев И. Л., Решетников Д. А., Перевозкин И. В., Ткачук А. В., Шорохов А. Н. 2019. Интегрированное моделирование как инструмент, повышающий эффективность разработки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтяное хозяйство. № 12. С. 52–55.
- Брилл Дж. П., Мукерджи Х. 2006. Многофазный поток в скважинах. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований. 384 с.
- Гиматудинов Ш. К., Мищенко И. Т., Петров А. И. 1983. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра. 455 с.
- Дядин Ю. А., Гущин А. А. 1998. Газовые гидраты // Соросовский образовательный журнал. № 3. С. 55–64.
- Жижимонтов И. Н. 2021. Нестационарный тепломассоперенос водонефтяной смеси в системе горизонтальных скважин: дис. ... канд. техн. наук. Тюмень. 197 с.
- Зайцев В. Ф., Полянин А. Д. 2001. Справочник по обыкновенным дифференциальным уравнениям. М.: Физико-математическая литература. 576 с.
- Заночуев С. А. 2017. Фазовые переходы и массообмен в призабойной зоне газоконденсатных скважин: дис. ... канд. техн. наук. Тюмень. 128 с.
- Кислицын А. А. 2002. Основы теплофизики. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета. 152 с.

- Кусов Б. Р. 2014. Причины аномально низких термобарических параметров некоторых залежей УВ в Восточной Сибири // Дискуссионный клуб. № 8. С. 78–80.
- Меркулова Н. Н., Михайлов М. Д. 2014. Разностные схемы для обыкновенных дифференциальных уравнений. Томск: Национальный исследовательский Томский государственный университет. 122 с.
- Овсенёв А. С. 2023. Оценка влияния снижения температуры добываемого флюида в технологических процессах добычи и подготовки газа на месторождениях Западной Сибири: выпускная квалификационная работа бакалавра. Томск. 108 с.
- Рубайло В. А., Исаков К. Д., Осипенко А. С., Ахмадиев М. М. 2021. Формирование методики расчета оптимального количества скважин при разработке линзовидных пластов для достижения максимального NPV // SPE-206500. 14 с.
- Самарский А. А., Гулин А. В. 1989. Численные методы. М.: Наука. 432 с.
- Тихонов А. Н., Васильева А. Б., Свешников А. Г. 1980. Дифференциальные уравнения. М.: Наука. 232 с.
- Фукс Б. А., Фукс А. Б. 1976. Причины различных пластовых давлений в газоконденсатных залежах Непского свода // Геология нефти и газа. № 1. С. 45–48.
- Хасанов М. М., Ушмаев О. С., Нехаев С. А., Карамутдинова Д. М. 2012. Оптимальные параметры системы разработки нефтяного месторождения // SPE-162089. <https://doi.org/10.2118/162089-MS>
- Шулепин С. А. 2017. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющийся газовых скважин: дис. ... канд. техн. наук. Москва. 163 с.
- Brill J. P., Mukherjee H. 1999. Multiphase Flow in Wells. SPE Monograph. Henry L. Doherty Series. Vol. 17. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers. 156 p.
- Butler R. M. 1994. Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen. The Petroleum Society of the Canadian institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Section. 228 p.
- Dikken B. J. 1990. Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance // Journal of Petroleum Technology. Vol. 42. No. (11). Pp. 1426–1433. SPE-19824-PA.
- Ramey H. J. 1962. Wellbore heat transmission // Journal of Petroleum Technology. No. 14. Pp. 427–435. SPE-96-PA.

References

- Apasov, R. T., Badgutdinov, R. R., et al. (2021). Calculation of optimal parameters of a gas field development system. *Oil Industry*, 12, 74–78. [In Russian]
- Bogdanov, E. V., Chameev, I. L., Reshetnikov, D. A., Perevozkin, I. V., Tkachuk, A. V., & Shorokhov, A. N. (2019). Integrated modeling as a tool that increases the efficiency of development of a multi-layer oil, gas and condensate field. *Oil Industry*, 12, 52–55. [In Russian]
- Brill, J. P. & Mukherjee, H. (2006). *Multiphase Flow in Wells*. Institute of Computer Research. [In Russian]
- Gimatudinov, Sh. K., Mishchenko, I. T., & Petrov, A. I. (1983). *Petroleum Development and Operations Design Reference Guide. Oil Production*. Nedra. [In Russian]

- Dyadin, Yu. A., & Gushchin, A. L. (1998). Gas hydrates. *Soros Educational Journal*, 3, 55–64. [In Russian]
- Zhizhimontov, I. N. (2021). *Unsteady Heat and Mass Transfer of a Water-Oil Mixture in a System of Horizontal Wells* [Cand. Sci. (Tech.) dissertation]. [In Russian]
- Zaitsev, V. F., & Polyanin, A. D. (2001). *Handbook of Ordinary Differential Equations*. Physical and Mathematical Literature. [In Russian]
- Zanochuev, S. A. (2017). *Phase Transitions and Mass Transfer in the Bottomhole Zone of Gas Condensate Wells* [Cand. Sci. (Tech.) dissertation]. [In Russian]
- Kislitsin, A. A. (2002). *Fundamentals of Thermophysics*. Tyumen State University Publishing House. [In Russian]
- Kusov, B. R. (2014). Reasons for abnormally low thermobaric parameters of some hydrocarbon deposits in Eastern Siberia. *Discussion Club*, 8, 78–80. [In Russian]
- Merkulova, N. N., & Mikhailov, M. D. (2014). *Difference Schemes for Ordinary Differential Equations*. National Research Tomsk State University. [In Russian]
- Ovsenev, A. S. 2023. *Assessing the impact of reducing the temperature of the produced fluid in the technological processes of gas production and treatment in the fields of Western Siberia* [Bachelor's final qualification work]. [In Russian]
- Rubailo, V. A., Isakov, K. D., Osipenko, A. S., & Akhmadiev, M. M. (2021). Formation of a methodology for calculating the optimal number of wells when developing lens-shaped formations to achieve maximum NPV. *SPE-206500*. 14 p. [In Russian]
- Samarsky, A. A., & Gulin, A. V. (1989). *Numerical Methods*. Nauka. [In Russian]
- Tikhonov, A. N., Vasilyeva, A. B., & Sveshnikov, A. G. (1980). *Differential Equations*. Nauka. [In Russian]
- Fuks, B. A., & Fuks, A. B. (1976). Causes of different reservoir pressures in gas condensate deposits of the Nepa arch. *Geology of Oil and Gas*, 1, 45–48. [In Russian]
- Khasanov, M. M., Ushmaev, O. S., Nekhaev, S. A., & Karamutdinova, D. M. (2012). Optimal parameters of an oil field development system. *SPE-162089*. <https://doi.org/10.2118/162089-MS> [In Russian]
- Shulepin, S. A. (2017). *Experimental Substantiation of Sustainable Operating Modes of Water-Filled Gas Wells* [Cand. Sci. (Tech.) dissertation]. [In Russian]
- Brill, J. P., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. *SPE Monograph. Henry L. Doherty Series. Vol. 17*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- Butler, R. M., (1994). *Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen*. The Petroleum Society of the Canadian institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Section.
- Dikken, B. J. (1990). Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance. *Journal of Petroleum Technology*, 42(11), 1426–1433. SPE-19824-PA.
- Ramey, H. J. (1962). Wellbore heat transmission. *Journal of Petroleum Technology*, 14, 427–435. SPE-96-PA.

Информация об авторах

Екатерина Евгеньевна Сандалова, аспирант, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия; руководитель направления, Группа компаний «Газпромнефть», Санкт-Петербург, Россия
e.e.sandalova@utmn.ru

Анатолий Александрович Кислицын, доктор физико-математических наук, профессор, профессор кафедры прикладной и технической физики, Школа естественных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия
a.a.kislitsyn@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3863-0510>

Дмитрий Алексеевич Самоловов, кандидат технических наук, руководитель проекта по экспертизе продуктов, Группа компаний «Газпромнефть», Санкт-Петербург, Россия
RL2000@rambler.ru

Артем Игоревич Варавва, кандидат физико-математических наук, руководитель проекта по экспертизе продуктов, Группа компаний «Газпромнефть», Санкт-Петербург, Россия
artevar@yandex.ru

Information about the authors

Ekaterina E. Sandalova, Postgraduate Student, University of Tyumen, Tyumen, Russia; Head of the Department, Gazpromneft Group of Companies, St. Petersburg, Russia
e.e.sandalova@utmn.ru

Anatoliy A. Kislitsyn, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Professor of the Department of Applied and Technical Physics, School of Natural Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia
a.a.kislitsyn@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3863-0510>

Dmitrii A. Samolovov, Cand. Sci. (Tech.), Expertise Product Manager, Gazpromneft Group of Companies, St. Petersburg, Russia
RL2000@rambler.ru

Artem I. Varavva, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Expertise Product Manager, Gazpromneft Group of Companies, St. Petersburg, Russia
artevar@yandex.ru