



ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Rosneft: Skin Factor and Qualitative Evaluation of Bottomhole Formation Zones in Production and Injections Wells

Ю.А. Питюк, А.Я. Давлетбаев (ООО «РН-УфаниПИнефть»),
А.А. Мусин, Л.А. Ковалева, Д.Ф. Марьин (Башкирский гос. университет),
Г.А. Фурсов (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

Введение

Одним из основных факторов, существенно влияющих на приток жидкости к забою добывающих и приемистость нагнетательных скважин, является состояние призабойной зоны пласта (ПЗП). В процессе эксплуатации скважин по различным причинам ухудшаются фильтрационные характеристики ПЗП как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах. В связи с этим одной из основных задач при организации добычи нефти является поддержание ПЗП в состоянии, позволяющем максимизировать приток и приемистость пласта. Это обуславливает значимость диагностики состояния ПЗП при исследовании скважин. Определение скин-фактора позволяет качественно оценить состояние ПЗП, идентифицировать причину снижения дебита и приемистости скважин.

Yu. A. Pituk, A. Ya. Davletbaev (RN-UfaNIPIneft)
A. A. Musin, L. A. Kovaleva, D. F. Marin (Bashkiria State University)
G. A. Fursov (RN-Yuganskneftegaz)

Introduction

The bottomhole formation zone (BFZ) is one of the main factors that influence the fluid flow into the bottomhole in producing wells and the intake capacity of injection wells. Well operations are impaired by BFZ filtration in both producing and injection wells due to a variety of reasons. So, one of the main objectives of oil production is to maintain the BFZ's condition that allows the maximum production flow and intake capacity of the formation. This shapes the importance of measuring the BFZ's condition while researching and planning the well. Determining the skin factor helps the qualitative evaluation of the BFZ's condition and identifies causes of any reduction in the flow rate and intake capacity.

The temperature/pressure transient tests of the well (TPT) allow the determination of the remote zone's permeability, pressure and skin factor of the formation. The main problem

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) дают возможность определить проницаемость удаленной зоны пласта, пластовое давление и скин-фактор. При этом основная проблема ГДИС заключается в том, что определенному значению скин-фактора соответствует множество значений проницаемости и радиусов зоны повреждения [1, 2]. Стандартная процедура анализа данных ГДИС [3, 4] предполагает, что температура пласта постоянна, однако, как показывают замеры в динамике, она может существенно изменяться. Поскольку температурный фронт распространяется значительно медленнее, чем фронт давления, представляется возможным по изменению температуры, зависящей от скорости фильтрации, градиента давления, свойств жидкости и породы, определить параметры околоскважинной зоны пласта, такие как радиус повреждения и проницаемость скин-зоны.

Термодинамические характеристики потока в пористой среде в основном изучались с учетом конвективного и кондуктивного переноса тепла. В одной из самых ранних работ [5] предложена аналитическая формула для определения температуры в скважине как функции от глубины нагнетательной скважины. Большой прорыв в этой области был сделан Э.Б. Чекалюком [6], который нашел аналитическую зависимость температуры от давления в работающих добывающих скважинах. В работе [7] был предложен инструмент для определения распределения температуры в пласте при изменяющемся поле давления, а также показано, что в нефтенасыщенной пористой среде могут проявляться адиабатический эффект, эффект Джоуля – Томсона и теплоперенос при фазовом переходе. В работе [8] предложена методика оценки проницаемости скин-зоны и радиуса повреждения для добывающих скважин на основе анализа температурных данных. Уравнение энергетического баланса с учетом нагрева при трении и эффекта Джоуля – Томсона рассматривалось в работе [9].

Также рядом специалистов были проведены численные исследования свойств пластов в многопластовом коллекторе и по температурным данным оценены проницаемость и скин-фактор каждого пласта в добывающих скважинах [10].

В работе [11] изучена полная модель распространения температурного фронта на основе метода расщепления на физические процессы (Operator-Splitting method) и показано, что температурные данные в совокупности с данными традиционных методов ГДИС можно использовать для оценки параметров коллектора и добываемой нефти (проницаемость, пористость, коэффициенты

TPT faces is that different values of the damaged zone's permeability and radii correspond to a certain skin factor [1, 2]. In typical BFZ's with the output analysis procedure [3, 4] the formation temperature is constant while its variations can be considerable according to the logs. The thermal front spreads much more slowly than pressure front, therefore it is possible to determine the wellbore parameters such as the damage radius and skin-zone permeability against the filtration rate and the changes in temperature, pressure gradient, fluid and rock properties.

The temperature/pressure transient characteristics of flow in porous medium were mainly studied with due regard to thermal convection and conduction. One of earliest works [5] suggests the analytical formula to determine the well temperature as a function of the injection well depth. The breakthrough [6] in this field was made by E. Chekaluk who found the temperature-pressure relationship in producing wells. The thesis [7] describes a tool to determine the formation thermal distribution pattern under the changing pressure pattern and shows that adiabatic effect, the Joule-Thomson effect and that heating of the phase transitions may occur in petroleum-saturated porous medium. The thesis [8] describes a procedure to determine the skin-zone permeability and damaged zone radius in the producing wells based on the temperature data analysis output. The thesis [9] covers the power balance control taking into account frictional heating and the Joule-Thomson effect.

In addition, specialists numerically investigated the formation properties in a multi-zone reservoir and by measuring the temperature data, determined each formation's permeability and skin-factor in the production wells [10].

Thesis [11] studies a full thermal front spreading model by the operator-splitting method and shows that temperature data along with conventional TPT output may be used to determine the reservoir and produced oil parameters (permeability, porosity, adiabatic expansion ratio, Joule-Thomson ratio, thermal conductivity). Thesis [12] deduced the analytical solution linking Peclet number and formation permeability.

This Article is solving a full nonstationary problem to determine pressure and heat distribution patterns across the formation, taking into account the wellbore effect, storage effect and thermal effect on a production or injection well during their operation or shutdown. It contains the output of numerical modeling and evaluation of the thermal effect on spatiotemporal distribution of temperature in the formation.

Mathematic Model

Considering a radial flat model of one-phase fluid injection/production during operation with a constant injection

адиабатического расширения, Джоуля – Томсона, температуропроводности). В работе [12] получена аналитическая формула, связывающая число Пекле и проницаемость пласта.

В настоящей статье решалась полная нестационарная задача по оценке распределения давления и температуры в пласте с учетом влияния ствола скважины, послепритока/послеоттока жидкости и температурных эффектов для добывающей и нагнетательной скважин в процессе их эксплуатации и при остановке. Представлены результаты численного моделирования и оценки влияния различных температурных эффектов на пространственно-временное распределение температуры в пласте.

Математическая модель

Рассмотрим плоско-радиальную модель нагнетания/добычи однофазной жидкости в пласт при эксплуатации с постоянной приемистостью/дебитом q в течение периода времени t_p (этап 1) и после остановки скважины (этап 2). Математическая модель этапа 1 описывается системой уравнений

$$\begin{aligned} (c_p \rho)_t \frac{\partial T}{\partial t} &= \lambda_t \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) - \\ &- (c_p \rho)_f v \left(\frac{\partial T}{\partial r} - \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \\ &+ \eta \phi (c_p \rho)_f \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha (T - T_e), \\ \frac{\partial p}{\partial t} &= \chi \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}, \\ r_w &\leq r \leq r_e \end{aligned} \quad (1)$$

с начальными и граничными условиями, с учетом эффектов влияния ствола скважины и остаточного притока в пласт

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=r_w} &= \frac{(c_p \rho)_f}{\lambda_t} (T|_{r=r_w} - T_0) v, \\ T|_{r=r_e} &= T_e, \quad T|_{t=t_0} = T_e, \\ \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} &= -\frac{\mu}{2\pi k h} \left(q - C_s \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_{r=r_w} \right), \\ p|_{r=r_e} &= p_e, \quad p|_{t=0} = p_e, \end{aligned} \quad (2)$$

где c_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении; ρ – плотность; T – температура;

capacity / rate q in time period t_p (phase 1) and after well shutdown (phase 2). Phase 1 mathematic model is described by equation system

$$\begin{aligned} (c_p \rho)_t \frac{\partial T}{\partial t} &= \lambda_t \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) - \\ &- (c_p \rho)_f v \left(\frac{\partial T}{\partial r} - \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \\ &+ \eta \phi (c_p \rho)_f \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha (T - T_e), \\ \frac{\partial p}{\partial t} &= \chi \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}, \\ r_w &\leq r \leq r_e \end{aligned} \quad (1)$$

with initial and limiting conditions and taking into account the wellbore influence and residual flow into the formation

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_{r=r_w} &= \frac{(c_p \rho)_f}{\lambda_t} (T|_{r=r_w} - T_0) v, \\ T|_{r=r_e} &= T_e, \quad T|_{t=t_0} = T_e, \\ \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} &= -\frac{\mu}{2\pi k h} \left(q - C_s \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_{r=r_w} \right), \\ p|_{r=r_e} &= p_e, \quad p|_{t=0} = p_e, \end{aligned} \quad (2)$$

where c_p – specific heat at constant pressure; ρ – density; T – temperature; v – filtration rate; p – pressure; η – adiabatic ratio; r_w – well radius, r_e – external reservoir boundary radius; ϕ – porosity; μ – viscosity; k – permeability; λ – heat-conductivity factor; $\alpha = 6\lambda_s/h^2$ – environment-heat exchange rate [13]; h – formation thickness; $\chi = k/\mu\phi c_i$ – pressure conductivity factor; c_i – system compressibility; $C_s = c_i V_w$ – wellbore effect factor; V_w – fluid in well; ε – Joule-Thomson ratio; T_0 – injected fluid temperature; T_e, p_e – formation temperature and pressure respectively; T_p, p_p – temperature and pressure respectively at time point t_p ; t_p – 1st phase duration and well shutdown time point; f, s and t – indexes of liquid, matrix and saturated porous media respectively ($(c_p \rho)_t = (1-\phi)(c_p \rho)_s + (c_p \rho)_f$); $\lambda_t = (1-\phi)\lambda_s + \phi\lambda_f$.

2nd phase mathematic model is also described by equation system (1) with initial pressure and temperature conditions obtained at the 1st phase end and limiting conditions (2).

The first equation in the mathematic model (1) results from heat flow balance in porous media element [6].

$$\lambda_t \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right)$$

v – скорость фильтрации; p – давление; η – адиабатический коэффициент; r_w – радиус скважины, r_e – радиус контура питания; ϕ – пористость; μ – вязкость; k – проницаемость; λ – коэффициент теплопроводности; $\alpha = 6\lambda_s/h^2$ – коэффициент теплообмена с окружающей средой [13]; h – толщина пласта; $\chi = k/\mu\phi c_i$ – коэффициент пьезопроводности; c_i – сжимаемость системы; $C_s = c_f V_w$ – коэффициент влияния ствола скважины; V_w – объем жидкости в скважине; ε – коэффициент Джоуля – Томсона; T_0 – температура нагнетаемой жидкости; T_e, p_e – соответственно пластовые температура и давление; T_p, p_p – соответственно температура и давление в момент времени t_p ; t_p – длительность первого этапа и момент времени остановки скважины; индексы f, s и t относятся соответственно к жидкости, скелету и насыщенной пористой среде $((c_p\rho)_i = (1-\phi)(c_p\rho)_s + (c_p\rho)_f)$; $\lambda_t = (1-\phi)\lambda_s + \phi\lambda_f$.

Математическая модель второго этапа также описана системой уравнений (1) с начальными условиями для давления и температуры, полученными в конце первого этапа, и граничными условиями (2).

Первое уравнение в математической модели (1) получено из условия баланса тепловых потоков в элементе пористой среды [6]. В данном случае

$$\lambda_t \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right)$$

слагается характеризует теплообмен в радиальном направлении за счет теплопроводности в насыщенном пористом теле, слагаемое $-\alpha(T-T_e)$ определяет теплообмен с окружающими породами в вертикальном направлении, слагаемое

$$-(c_p\rho)_f \cdot v \frac{\partial T}{\partial r}$$

отвечает за конвективный перенос тепла. Особое значение имеют слагаемые, зависящие от давления, определяемые из первого начала термодинамики. Так, для квазистационарных адиабатических процессов в изолированных системах при постоянной энтропии можно получить связь между температурой и давлением

$$dT = \eta dp, \quad \eta = \frac{\beta T}{(c_p\rho)_f}, \quad (3)$$

где $\beta = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p$ – коэффициент температурного расширения.

Для изоэнтальпийных процессов первое начало

In this case the summand characterizes radial-directed thermal exchange due to thermal conductivity in a saturated porous solid, summand $\alpha(T-T_e)$ determines vertical-directed thermal exchange with the surrounding rock and summand $-(c_p\rho)_f \cdot v \frac{\partial T}{\partial r}$ determines the thermal convection.

$$-(c_p\rho)_f \cdot v \frac{\partial T}{\partial r}$$

The most important are pressure-dependent summands that are determined by the the first law of thermodynamics. Thus, for quasi-steady-state adiabatic processes in isolated systems under constant entropy, temperature-pressure relationship may be obtained

$$dT = \eta dp, \quad \eta = \frac{\beta T}{(c_p\rho)_f}, \quad (3)$$

where $\beta = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p$ – thermal-expansion coefficient.

For isenthalpic processes, the the first law of thermodynamics can be represented as follows [6]:

$$dT = \varepsilon dp, \quad \varepsilon = \frac{\beta T - 1}{(c_p\rho)_f}. \quad (4)$$

Similar to adiabatic process, isenthalpic process runs in isolated system with no thermal exchange with the environment. The difference is, that in adiabatic process external work is possible due to reduced inner power of the system while in isenthalpic process the system work transforms into heat that will stay therein. The (3) and (4) expression allow to find relation between the Joule-Thomson ratio and adiabatic expansion coefficient

$$\varepsilon = -\frac{1}{(c_p\rho)_f} + \eta, \quad (5)$$

where the first right member determines heating of the substance following the motion line due to friction forces and the second member shows the fluid cooling is influenced by adiabatic expansion.

Taking into account expression (5), equation (1) can be represented as:

$$(c_p\rho)_t \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_t \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) - (c_p\rho)_f v \frac{\partial T}{\partial r} - v \frac{\partial p}{\partial r} + \eta \phi (c_p\rho)_f \frac{dp}{dt} - \alpha(T-T_e), \quad (6)$$

where summand $-v \frac{\partial p}{\partial r}$ characterizes choking heating of

the fluid caused by friction forces and summand $\eta \phi (c_p\rho)_f \frac{dp}{dt}$ shows the fluid cooling is influenced by adiabatic effect.

термодинамики можно записать следующим образом [6]:

$$dT = \varepsilon dp, \quad \varepsilon = \frac{\beta T - 1}{(c_p \rho)_f}. \quad (4)$$

Изоэнтальпийный процесс, как и адиабатический, протекает в изолированной системе без теплообмена с окружающей средой. Различие между ними заключается в том, что в адиабатическом процессе внешняя работа совершается за счет понижения внутренней энергии системы, а при изоэнтальпийном процессе работа, совершаемая системой, превращается в тепло, которое остается в ней. Согласно выражениям (3) и (4) можно найти связь между коэффициентами Джоуля – Томсона и адиабатического расширения

$$\varepsilon = -\frac{1}{(c_p \rho)_f} + \eta, \quad (5)$$

где первый член в правой части определяет нагрев вещества по пути движения за счет работы сил трения, а второй – охлаждение за счет адиабатического расширения.

С учетом выражения (5) уравнение (1) можно записать следующим образом:

$$(c_p \rho)_t \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_t \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right) - \\ - (c_p \rho)_f v \frac{\partial T}{\partial r} - v \frac{\partial p}{\partial r} + \eta \phi (c_p \rho)_f \frac{dp}{dt} - \alpha (T - T_e), \quad (6)$$

где слагаемое $-v \frac{\partial p}{\partial r}$ характеризует дроссельный

разогрев жидкости за счет работ сил трения; слагаемое $\eta \phi (c_p \rho)_f \frac{dp}{dt}$ – охлаждение жидкости,

связанное с адиабатическим расширением.

Полная производная по времени определяется как

$$\frac{dp}{dt} = \frac{\partial p}{\partial t} + V \frac{\partial p}{\partial r},$$

где $V = v/\Phi$ – скорость движения жидкости.

Оценка влияния различных эффектов на изменение температуры на забое добывающих скважин

Рассматривалась работа добывающей скважины с последующей остановкой при следующих значениях физических и теплофизических параметров жидкости и пласта:

Total time derivative is determined as:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{\partial p}{\partial t} + V \frac{\partial p}{\partial r},$$

where $V = v/\Phi$ – fluid motion velocity.

Evaluation of Various Effects Influence on Bottomhole Temperature Variation in Producing Wells

The evaluation considered a producing well and following shutdown with the following physical and thermal-physical parameters of the fluid and formation:

$r_w = 0,108$ м; $r_e = 1690$ м; $h = 4$ м;
 $h_w = 2500$ м; $\phi = 0,21$; $\mu_f = 3$ мПа·с; $k = 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
 $(c_p \rho)_f = 1,4$ МДж/(м³·К); $(c_p \rho)_s = 2,16$ МДж/(м³·К);
 $\lambda_f = 0,6$ Вт/(м·К); $\lambda_s = 1$ Вт/(м·К); $c_t = 0,0005$ МПа⁻¹;
 $T_0 = 70$ °C; $T_e = 70$ °C; $p_e = 20$ МПа; $q = 10$ м³/сут;
 $\varepsilon_f = -0,4$ К/МПа; $\eta_f = 0,03$ К/МПа; $a = 6$ $\lambda_s h^2 =$
 $= 0,375$ Вт/(К·м³); $t_p = 5$ сут; $t_{stop} = 5$ сут.

The complete problem (1) was solved numerically with a control volume approach [14]. First, the pressure distribution pattern across the formation was found to determine fluid filtration rate. Then the temperature equation, in view of the specified heat effects, was solved. The output of numerical pressure and temperature modeling in marginal conditions is well consistent with known analytical solutions [3, 6, 13].

Note, the first conductive and convective summands in temperature equation (1) are responsible for thermal transfer across the formation. The summand fractional contribution is determined by Peclet number $Pe = (c_p \rho)_f v r_w / \lambda_f$, that characterizes convective-conductive summand relationship. Therefore, $Pe > 1$ results in convective heat, while $Pe < 1$ results in conductive heat. The last three members of the sum in temperature equation (1) (Joule-Thomson effect, adiabatic expansion, heat exchange with environment) are heat sources.

Fig. 1 shows the dynamics of distinctive influence of heat sources and Peclet number on the temperature during the producing well operation and shutdown. It shows that temperature variation is mainly influenced by adiabatic effect and heat exchange with environment at the beginning of the producing well operation (before borehole pressure is stabilized) and by the Joule-Thomson effect after borehole pressure is stabilized. In course of the well operation, the convective summand plays key role in heat transfer. Once the well is shut down, the main effect is exerted by adiabatic expansion, then the Joule-Thomson effect, and thermal exchange with environment afterwards. Thermal transfer across the shutdown producing well is defined by the convective summand ($Pe > 1$) at the beginning when heated fluid flows from the formation to the well, and by conductive summand ($Pe < 1$) once the fluid flow stops.

$r_w = 0,108$ м; $r_e = 1690$ м; $h = 4$ м;
 $h_w = 2500$ м; $\phi = 0,21$; $\mu_f = 3$ мПа·с; $k = 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
 $(c_p \rho)_f = 1,4$ МДж/(м³·К); $(c_p \rho)_s = 2,16$ МДж/(м³·К);
 $\lambda_f = 0,6$ Вт/(м·К); $\lambda_s = 1$ Вт/(м·К); $c_t = 0,0005$ МПа⁻¹;
 $T_0 = 70$ °С; $T_e = 70$ °С; $p_e = 20$ МПа; $q = 10$ м³/сут;
 $\varepsilon_f = -0,4$ К/МПа; $\eta_f = 0,03$ К/МПа; $a = 6$ $\lambda_s h^2 = 0,375$ Вт/(К·м³); $t_p = 5$ сут; $t_{stop} = 5$ сут.

Полная задача (1) решалась численно методом контрольного объема [14]. Сначала находилось распределение давления по пласту, по которому определялась скорость фильтрации жидкости. Далее решалось уравнение для температуры с учетом указанных тепловых эффектов. Результаты численного моделирования давления и температуры в предельных режимах хорошо согласуются с известными аналитическими решениями [3, 6, 13].

Отметим, что первые кондуктивное и конвективное слагаемые в уравнении (1) для температуры отвечают за перенос тепла в пласте. Относительный вклад этих слагаемых определяется числом Пекле $Pe = (c_p \rho)_f v r_w / \lambda_f$, которое характеризует отношение конвективного слагаемого к кондуктивному. Таким образом, при $Pe > 1$ за теплоперенос отвечает конвективный перенос тепла, при $Pe < 1$ – кондуктивный перенос тепла. Последние три слагаемых в уравнении (1) для температуры (эффект Джоуля – Томсона, адиабатическое расширение, теплообмен с окружающей средой) являются источниками тепла.

Динамика характерного влияния на температуру источников тепла и числа Пекле в процессе работы и остановки добывающей скважины представлена на рис. 1. Из него видно, что в

According to the modeling output, in the course of the producing well operation, adiabatic expansion contributes to the fluid cooling near to the well bottomhole while the Joule-Thompson effect contributes to heating. And vice versa, when the producing well is shut down, adiabatic effect contributes to heating while the Joule-Thompson effect contributes to cooling. Due to heat exchange with environment, temperature in the formation, top and bottom equalizes and the heated fluid near to the bottomhole gradually cools down.

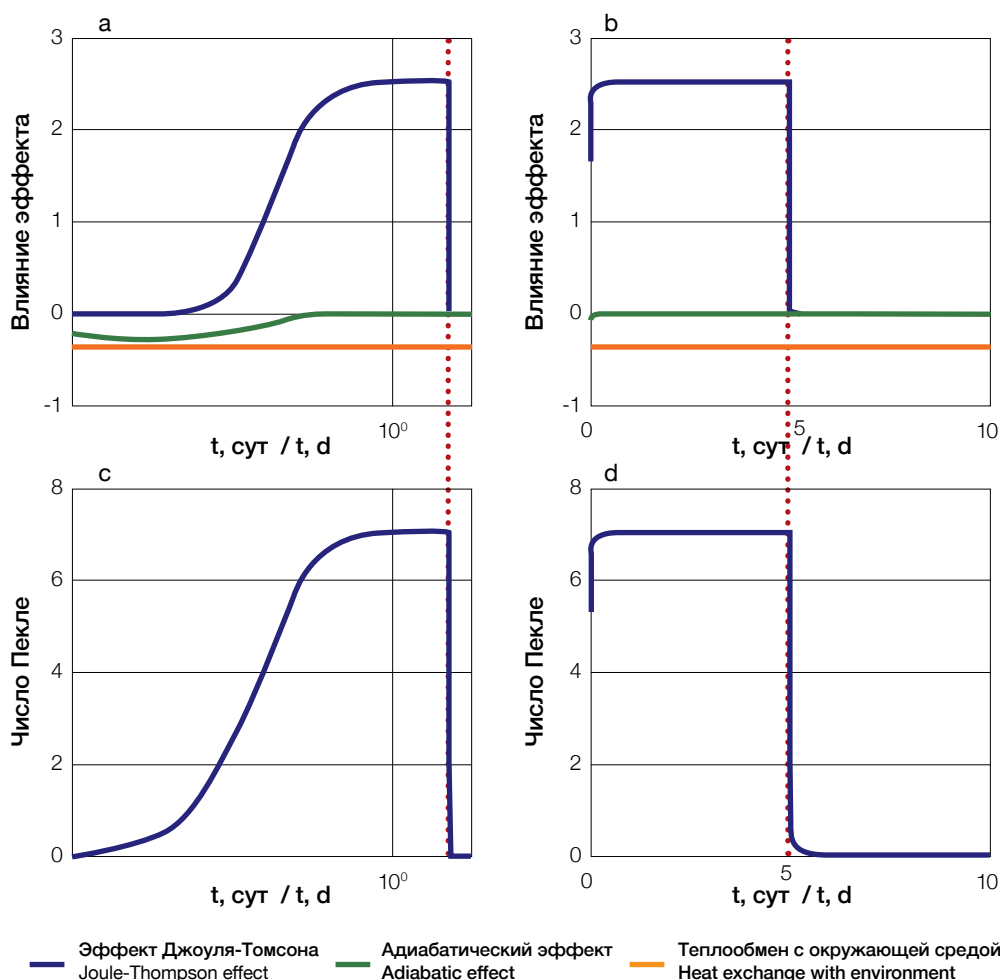


Рисунок 1. Оценка влияния различных эффектов на температуру в логарифмическом (а, б) и линейном (в, г) масштабах во время работы и остановки добывающей скважины

Figure 1. Evaluation of Various Effects Influence on Temperature in Logarithmic Scale (a, b) and Linear Scale During Producing Well Operation and Shutdown

The study covered temperature trend in the operating well bottomhole of different skin-factors. According to the temperature variations analysis, reduced permeability of skin-zone of fixed radius results in temperature rise in the bottomhole. This is explained by major temperature differences near to the well due to low BFZ permeability and the Joule-Thompson effect eventually causes greater temperature rises.

начальный период времени (до установления забойного давления) во время работы добывающей скважины основное влияние на изменение температуры оказывают адиабатический эффект и теплообмен с окружающей средой, после установления забойного давления – эффект Джоуля – Томсона. При работе скважины главную роль в теплопереносе играет конвективное слагаемое. После остановки скважины основной вклад вносит эффект адиабатического расширения, затем эффект Джоуля – Томсона и далее теплообмен с окружающей средой. За теплоперенос в остановленной добывающей скважине в начальный момент времени, когда происходит отток нагретой жидкости из пласта в скважину, отвечает конвективное слагаемое ($Pe > 1$), после прекращения оттока жидкости – кондуктивное ($Pe < 1$).

Результаты моделирования показали, что во время работы добывающей скважины адиабатический эффект способствует охлаждению жидкости вблизи забоя скважины, эффект Джоуля – Томсона – нагреванию. И, наоборот, во время остановки добывающей скважины адиабатический эффект способствует нагреву, эффект Джоуля – Томсона – охлаждению. За счет теплообмена с окружающей средой температура в пласте, кровле и подошве выравнивается, и нагретая жидкость вблизи забоя постепенно охлаждается.

Исследовалась динамика температуры на забое работающей скважины при различных значениях скин-фактора. Анализ изменения температуры показал, что с уменьшением проницаемости скин-зоны при фиксированном ее радиусе температура на забое увеличивается. Это можно объяснить большими градиентами температуры вблизи скважины за счет низкой проницаемости ПЗП, в результате эффект Джоуля – Томсона оказывает большее влияние на рост температуры.

Таким образом, оценка влияния различных эффектов на изменение температуры на забое работающих добывающих скважин показала, что основную роль в нагреве жидкости на забое играет эффект Джоуля – Томсона, и для интерпретации температурных данных можно использовать методику, предложенную в работе [8].

Оценка влияния различных эффектов на изменение температуры на забое нагнетательных скважин

Рассматривалась работа нагнетательной скважины с последующей остановкой при следующих физических и теплофизических параметрах:

Therefore, according to the evaluation of various effects influence on bottomhole temperature in the producing well, bottomhole fluid heating is mainly influenced by the Joule-Thomson effect and temperature data can be interpreted by the procedure proposed by thesis [8].

Evaluation of Various Effects Influence on Bottomhole Temperature in Injection Wells

The evaluation considered an injection well and following shutdown with the following physical and thermal-physical parameters:

$$\begin{aligned} r_w &= 0,108 \text{ м}; r_e = 1690 \text{ м}; h = 4 \text{ м}; h_w = 2500 \text{ м}; \\ \phi &= 0,21; \mu_f = 0,4 \text{ мПа}\cdot\text{с}; k = 10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2; \\ (c_p \rho)_f &= 4,2 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К}); (c_p \rho)_s = 2,16 \text{ МДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К}); \\ \lambda_f &= 0,6 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}); \lambda_s = 1 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}); c_t = 0,0005 \text{ МПа}^{-1}; \\ T_0 &= 48 \text{ }^\circ\text{C}; T_e = 70 \text{ }^\circ\text{C}; p_e = 22 \text{ МПа}; q = 269 \text{ м}^3/\text{сут}; \\ \varepsilon_f &= -0,0001 \text{ К}/\text{МПа}; \eta_f = 0,001 \text{ МПа}; a = 6\lambda_s h^2 = \\ &= 0,375 \text{ Вт}/(\text{К} \cdot \text{м}^3); t_p = 5 \text{ сут}; t_{\text{stop}} = 5 \text{ сут}. \end{aligned}$$

According to the analysis of different summands, the influence on the temperature trend during the injection well operation and shutdown, in the course of injection well operation the key role is played by convective heat and the bottomhole temperature will eventually equal to the temperature of the fluid injected into the formation. When the well is shut down and the injected fluid temperature is below the surrounding rock temperature, the bottomhole temperature will rise mainly due to heat exchange with the surrounding rock. Fig. 2 shows dynamics of distinctive influence of source members and Peclet number during the injection well operation and shutdown.

Being low, the adiabatic expansion coefficient and the Joule-Thompson ratio do not actually cause changes in the bottomhole temperature. Therefore, during either producing or injection well operation the heat transfer is determined by convective summand.

Heat transfer is defined by convective summand ($Pe > 1$) at the beginning, after the well shutdown when cold fluid flows from the well to formation, and by conductive summand ($Pe < 1$) once the fluid flow stops.

According to the analysis of the temperature trend in the bottomhole in shutdown wells with different skin-factors and fixed radius of the skin zone, reduced permeability of the skin-zone results in the bottomhole temperature drop in 10 days' period. This is explained by a slower flow of the cold fluid in low-permeability skin zone.

Therefore, according to the evaluation of various effects influence on bottomhole temperature in shutdown and injection wells, the key role in near-well fluid heating is played by heat exchange with environment.

$r_w = 0,108$ м; $r_e = 1690$ м; $h = 4$ м; $h_w = 2500$ м;
 $\phi = 0,21$; $\mu_f = 0,4$ мПа·с; $k = 10 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
 $(c_p \rho)_f = 4,2$ МДж/(м³·К); $(c_p \rho)_s = 2,16$ МДж/(м³·К);
 $\lambda_f = 0,6$ Вт/(м·К); $\lambda_s = 1$ Вт/(м·К); $c_t = 0,0005$ МПа⁻¹;
 $T_0 = 48$ °С; $T_e = 70$ °С; $p_e = 22$ МПа; $q = 269$ м³/сут;
 $\varepsilon_f = -0,0001$ К/МПа; $\eta_f = 0,001$ МПа; $a = 6\lambda_s h^2 =$
 $0,375$ Вт/(К·м³); $t_p = 5$ сут; $t_{stop} = 5$ сут.

Анализ влияния различных слагаемых на динамику температуры в процессе работы и остановки нагнетательной скважины показал, что во время работы нагнетательной скважины основную роль играет конвективный перенос тепла, и температура на забое со временем станет равна температуре закачиваемой в пласт жидкости. Во время остановки скважины, если температура закачиваемой жидкости меньше температуры окружающих пород, температура на забое будет расти преимущественно за счет теплообмена с окружающими породами. Динамика характерного влияния источников членов и числа Пекле во время работы и остановки нагнетательной скважины представлена на рис. 2.

Поскольку коэффициенты адиабатического расширения и Джоуля – Томсона для воды малы, они практически не влияют на изменение температуры на забое. Таким образом, при работе нагнетательной скважины, также как и добывающей, за теплоперенос отвечает конвективное слагаемое. После остановки скважины в начальный момент времени, когда происходит приток холодной жидкости из скважины в пласт, за теплоперенос отвечает конвективное слагаемое ($Pe > 1$), после прекращения притока – кондуктивное ($Pe < 1$).

Анализ динамики температуры на забое остановленных скважин при разных скин-факторах и фиксированном радиусе скин-зоны показал,

Conclusion

Radial flat case numerical modeling of the pressure and temperature distribution patterns across the formation considered the thermal effects (Joule-Thompson effect, adiabatic effect, heat exchange with environment), conductive and convective heat, wellbore effect and the storage effect. The analysis which was based on the model output studied showed the influence from various thermal effects on the bottomhole temperatures in injection and producing wells during their operation and shutdown. The thermal effects evaluation showed that producing well temperatures are basically influenced by the Joule-Thompson effect and shutdown injection well temperature is mainly influenced by the heat exchange with environment.

Changes in bottomhole temperature, in the cases of BFZ contamination, were studied. It was discovered that in producing wells the reduced skin-zone permeability resulted in the bottomhole temperature rising. In shutdown injection wells, where cold fluid flow occurred, the heating effect near to the bottomhole develops later.

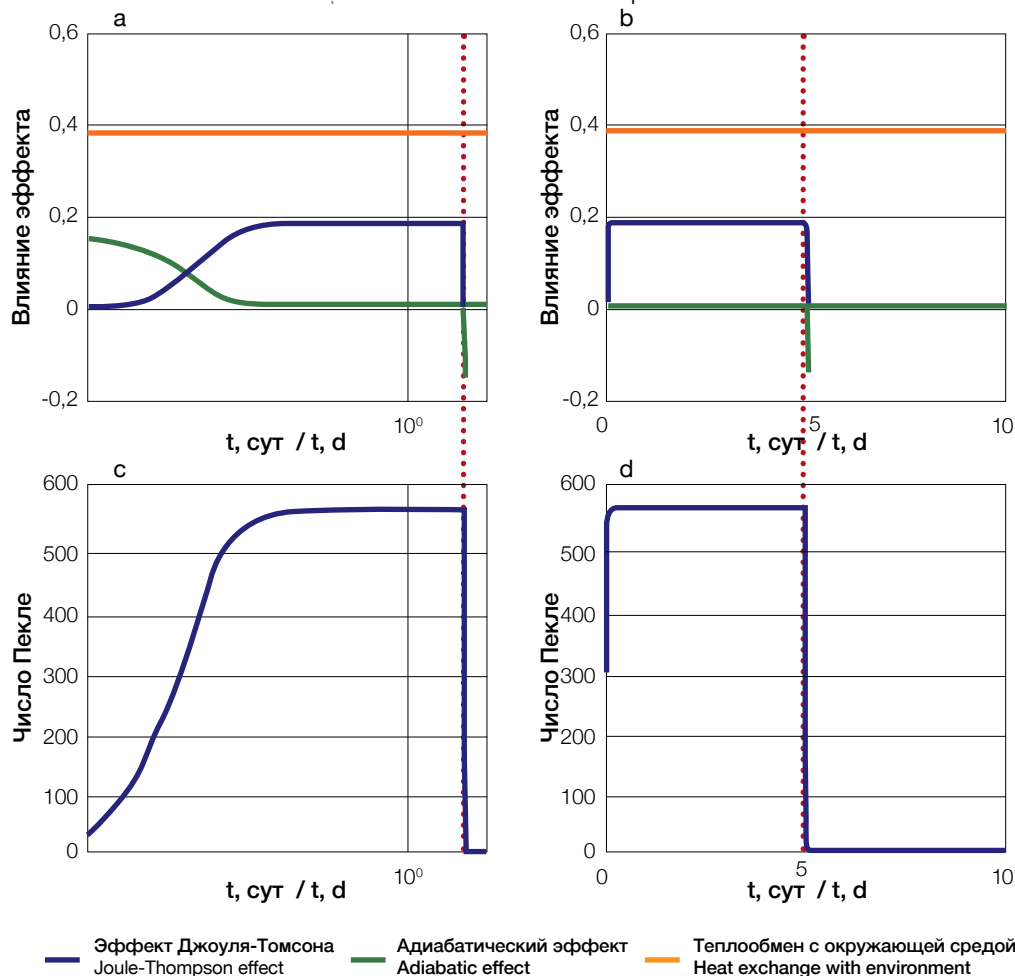


Рисунок 2. Оценка влияния различных эффектов в логарифмическом (а, б) и линейном (в, г) масштабе во время работы и остановки нагнетательной скважины
Figure 2. Evaluation of Various Effects Influence on in Logarithmic Scale (a, b) and Linear Scale During Injection Well Operation and Shutdown

что с уменьшением проницаемости скин-зоны температура на забое за 10 сут уменьшается. Это можно объяснить более медленным оттоком холодной жидкости в скинзоне низкой проницаемости.

Таким образом, оценка влияния различных эффектов на изменение температуры на забое остановленных нагнетательных скважин показала, что основную роль в нагреве жидкости вблизи скважины играет теплообмен с окружающей средой.

Заключение

Выполнено численное моделирование распространения давления и температуры в пласте для плоскорадиального случая с учетом температурных эффектов (эффект Джоуля – Томсона, адиабатический эффект, теплообмен с окружающей средой), кондуктивного и конвективного переноса тепла, влияния ствола скважины и послепритока/послеоттока жидкости. На основе результатов моделирования проведен анализ влияния различных температурных эффектов на изменение температуры на забое нагнетательных и добывающих скважин на этапах эксплуатации и остановки. Оценка температурных эффектов показала, что в работающих добывающих скважинах основное влияние на изменение температуры оказывает эффект Джоуля – Томсона, в остановленных нагнетательных и добывающих – теплообмен с окружающей средой.

Проведен анализ изменения температуры на забое при загрязнении ПЗП. Для добывающих скважин выявлено, что с уменьшением проницаемости скин-зоны температура на забое увеличивается, для остановленных нагнетательных скважин с холодной закачкой эффект нагрева вблизи забоя проявляется позже.

Авторы выражают благодарность И.Л. Хабибулину (Башкирский гос. университет), Э.Р. Назаргалину, А.А. Слабечкому (ООО «РН-Юганск нефтегаз»), В.А. Краснову (ОАО «НК «Роснефть») за обсуждение результатов и ценные замечания.

Статья опубликована в научно-техническом Вестнике ОАО «НК «Роснефть» № 1, 2016 г., стр. 28; ISSN 2-74-2339. Публикуется с разрешения редакции.

The article was published in the ROSNEFT Scientific and Technical Newsletter (Nauchno-technicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft") No.1, 2016, pp.28.

Printed with permission from the Editorial Board.

The authors express gratitude to I. Khabibulin, (Bashkiria State University), E. Nazargalin, A. Slabetskiy (RN-Yuganskneftegaz), V. Krasnov (NK-Rosneft) for review and valuable comments.

References / Список литературы

1. Hawkins M.F., A note on the skin effect, Trans. AIME, 1956, V. 207, pp. 356–357.
2. Wattenbarger R.A., Ramey H.J., An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: II. Finite difference treatment, SPE J., 1970, pp. 291–297.
3. Deeva T.A., Kamartdinov M.R., Kulagina T.E., Mangazeev P.V., Hydrodynamic studies of wells: the analysis and interpretation of data), Tomsk: Publ. of TPU, 2009, 243 p. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т.А. Деева, М.Р. Камартдинов, Т.Е. Кулагина, П.В.Мангазеев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 243 с.
4. Earlougher R.C., Advances in well test analysis, SPE's Monograph 5, 1977, 264 p.
5. Ramey H.J., Wellbore heat transmission, J. Pet. Tech., 1962, V. 14(4), pp. 427–435.
6. Chekalyuk E.B., Thermodynamics of oil reservoir, Moscow: Nedra Publ., 1965, 238 p. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 238 с.
7. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.Sh., A research into thermal fields in fluid-saturated porous media, Powder technology, 2004, V. 148, pp. 72– 77.
8. Ramazanov A.Sh., Valiullin R.A., Sadretdinov A.A., Shako V.V., Pimenov V.P., Fedorov V.N., Belov K.V., Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation, SPE 136256, 2010.
9. Dawkrajai P., Lake L.W., Yoshioka K., Zhu D., Hill A.D., Detection of water or gas entries in horizontal wells from temperature profile, SPE 100050, 2006.
10. Sui W., Zhu D., Hill A.D., Ehlig-Economides C.A., Model for transient temperature and pressure behavior in commingled vertical wells, SPE 115200, 2008.
11. Duru O.O., Horne R.N., Modeling reservoir temperature transients and matching to permanent downhole gauge data for reservoir parameter estimation, SPE ATCE in Denver, CO, SPE 115791-PP, 2008.
12. App J.F., Yoshioka K., Influence of reservoir permeability on flowing sandface temperatures: dimensionless analysis, SPE 146951, 2013.
13. Rubinshteyn L.I., On the temperature pattern across a reservoir when injecting the hot coolant to reservoir, Proceedings of USPTU, 1958, V. 2, pp. 149–173. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя // Труды/ ин-та/Уфим. нефт. инсттута. – 1958. – Вып 2. – С. 149–173.
14. Patankar S., Numerical heat transfer and fluid flow, Hemisphere Publishing Corporation, New York, 1980. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости / пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1984.– 152 с.