

ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА

Рамиль Фаизырович ШАРАФУТДИНОВ¹
Тимур Раильевич ХАБИРОВ²
Надежда Васильевна НОВОСЕЛОВА³

УДК 532.546

ВЛИЯНИЕ МЕЖФАЗНОГО ТЕПЛООБМЕНА НА ТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ ПРИ РАССЛОЕННОМ ТЕЧЕНИИ¹

¹ доктор физико-математических наук,
профессор кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет
gframil@rambler.ru

² ассистент кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет
khabirovtr@mail.ru

³ старший преподаватель
кафедры механики многофазных систем,
Тюменский государственный университет
na.v.novoselova@utmn.ru

¹ Работа выполнена по гранту РФФИ № 16-29-15130.

Цитирование: Шарафутдинов Р. Ф. Влияние межфазного теплообмена на температурное поле в горизонтальной скважине при расслоенном течении / Р. Ф. Шарафутдинов, Т. Р. Хабиров, Н. В. Новоселова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Т. 2. № 1. С. 10-18.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-10-18

Аннотация

В работе рассматривается влияние различных параметров водонефтяного потока в горизонтальной скважине на интенсивность межфазного теплообмена. Анализ проведен для расслоенного режима течения с использованием одномерной численной модели. Показано, что расстояния, требуемые для полного выравнивания температур фаз, могут составлять десятки и сотни метров. При этом наибольшее влияние на интенсивность межфазного теплообмена при расслоенном режиме течения оказывают теплопроводность и вязкость нефти, а также угол наклона скважины. Для более полной информации о дебите и составе притока для исследования таких скважин рекомендуется использование распределенных по сечению скважины датчиков температуры.

Ключевые слова

Горизонтальная скважина, расслоенный режим потока, межфазный теплообмен.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-10-18

Термометрия является одним из наиболее информативных методов геофизических исследований скважин. Методика исследований и интерпретации данных термогидродинамических исследований активно развивается с момента появления высокоточных скважинных датчиков температуры. И к настоящему моменту она разработана в основном для вертикальных скважин с однофазным потоком. Попытки применить данную методику для горизонтальных скважин с многофазным потоком не всегда оказываются успешными, в особенности при низких дебитах. Поэтому возникла необходимость в разработке методического обеспечения интерпретации термогидродинамических исследований в подобных случаях.

Одним из основных инструментов изучения процессов, происходящих в скважине, является математическое и физическое моделирование, из них наиболее доступно математическое моделирование. Созданные на базе этих моделей симуляторы, описывающие систему «скважина-пласт», за последнее время серьезно продвинулись вперед. Трехфазный поток в стационарной постановке рассматривается в [9]. В работах [5; 8] предложены трехфазные многокомпонентные модели скважины, учитывающие проскальзывание. Моделированию горизонтальных скважин со сложной конструкцией посвящена работа [6]. Кроме того, моделирование температурных полей используется для количественной интерпретации полевых данных [4]. Общей чертой данных и многих других работ является использование единого уравнения сохранения энергии для многофазной смеси и, соответственно, расчет только среднemasсовой температуры. Эффект немгновенного выравнивания температур фаз не учитывается.

Математическая модель

Для описания движения флюида в горизонтальной скважине естественным приближением является квазиодномерная постановка задачи с осью, направ-

ленной вдоль ствола скважины. При этом все параметры задачи осредняются по поперечному сечению потока. Для расслоенного режима течения подобная модель впервые предложена в работе [6]. Она представляет собой два стационарных уравнения сохранения количества движения для каждого слоя. При этом учитывается действие только внешних сил, выраженных градиентом давления, сил трения и тяжести. Соответствующая математическая постановка задачи приведена ниже:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\alpha_n u_n) = 0, \quad n = 1, 2, \quad (1)$$

$$-A_1 \frac{\partial p}{\partial x} - \tau_1 S_1 + \tau_i S_i - \rho_1 A_1 g \cdot \sin \theta = 0, \quad (2)$$

$$-A_2 \frac{\partial p}{\partial x} - \tau_2 S_2 - \tau_i S_i - \rho_2 A_2 g \cdot \sin \theta = 0. \quad (3)$$

Здесь α_n — объемное содержание (n — номер фазы); u_n — скорость; A_n — площадь поперечного сечения, занимаемая n -ой фазой; p — давление; S_n — смачиваемый периметр; S_i — межфазный периметр; τ_n — касательное напряжение на стенке скважины; τ_i — касательное напряжение между фазами; ρ_n — плотность; g — ускорение свободного падения; θ — угол наклона скважины.

Описание геометрических параметров приведено на рисунке 1.

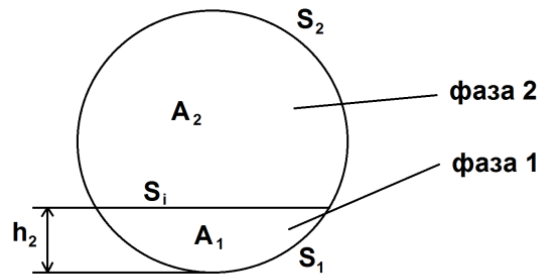


Рис. 1. Расслоенный двухфазный поток

Касательные напряжения на стенке скважины определим следующим образом:

$$\tau_n = \frac{f_n \rho_n |u_n| u_n}{2}, \quad n = 1, 2;$$

где f — коэффициент трения, который определяется из соотношений Пуазейля-Гагена и Блазиуса для ламинарного и турбулентного потоков соответственно:

$$f = \begin{cases} \frac{16}{\text{Re}}, & \text{Re} < 2300; \\ 0.046 \cdot \text{Re}^{-0.2}, & \text{Re} \geq 2300. \end{cases}$$

Числа Рейнольдса рассчитываются с использованием гидравлических диаметров:

$$\begin{cases} D_1 = \frac{4A_1}{S_1 + S_i}; & D_2 = \frac{4A_2}{S_2}, & u_1 \geq u_2; \\ D_2 = \frac{4A_1}{S_1}; & D_2 = \frac{4A_2}{S_2 + S_i}, & u_1 < u_2. \end{cases}$$

Касательное напряжение на границе фаз рассчитывается так:

$$\tau_i = \frac{f_i \rho_i |u_2 - u_1| (u_2 - u_1)}{2},$$

где

$$\begin{cases} f_i = f_1, & \rho_i = \rho_1, & u_1 > u_2; \\ f_i = f_2, & \rho_i = \rho_2, & u_1 < u_2. \end{cases}$$

Система уравнений (1)-(3) дополняется уравнениями баланса тепловых потоков для расчета температурных полей:

$$c_1 \rho_1 \alpha_1 u_1 \frac{\partial T_1}{\partial x} = h_i A_i (T_2 - T_1), \quad (4)$$

$$c_2 \rho_2 \alpha_2 u_2 \frac{\partial T_2}{\partial x} = h_i A_i (T_1 - T_2), \quad (5)$$

где c_n — теплоемкость; T_n — температура; h_i — коэффициент межфазного теплообмена; A_i — площадь межфазной поверхности на единицу объема.

Слагаемые в правой части (4) и (5) описывают межфазный теплообмен по закону Ньютона-Рихмана. Соответствующий коэффициент теплообмена рассчитывается из соотношения

$$h_i = \frac{h_1 h_2}{h_1 + h_2}.$$

Здесь h_1 и h_2 — коэффициенты теплоотдачи каждой фазы, рассчитываемые по однофазным корреляциям для круглой трубы [2]. При этом для расчета числа Рейнольдса используется гидравлический диаметр:

$$\text{Nu}_n = \begin{cases} 4.36, & \text{Re}_n < 2300; \\ 0.023 \text{Re}_n^{0.8} \text{Pr}_n^{0.4}, & \text{Re}_n \geq 2300. \end{cases}$$

Подобный подход к расчету межфазного теплообмена в одномерном приближении приведен в [3].

Теплообмен флюидов с окружающей средой не рассматривается в данной работе, поэтому он не включен в общую постановку задачи.

Численное исследование

Для проведения численных исследований были использованы свойства флюидов согласно [1]: плотность воды — 1 000 кг/м³, вязкость воды — 0,8 сП, теплоемкость воды — 4 150 Дж/(кг·К), теплопроводность воды — 0,62 Вт/(м·К), плотность нефти — 850 кг/м³, вязкость нефти — 3 сП, теплоемкость нефти — 2 000 Дж/(кг·К),

теплопроводность нефти — $0,13 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Внутренний диаметр скважины полагается равным $0,1 \text{ м}$, а угол наклона — 0° . Объемные расходы равны $75 \text{ м}^3/\text{сут}$ для воды и $75 \text{ м}^3/\text{сут}$ для нефти. Разница температур фаз на входной границе задается равной 1 К .

Физические свойства нефти сильно зависят от ее состава и термобарических условий. Приведенные выше величины являются осредненными. Вследствие этого были проведены расчеты (рис. 2), показывающие влияние различных свойств нефти на интенсивность межфазного теплообмена. При этом конкретные величины выбирались таким образом, чтобы они находились на границах типичного диапазона значений рассматриваемого свойства нефти.

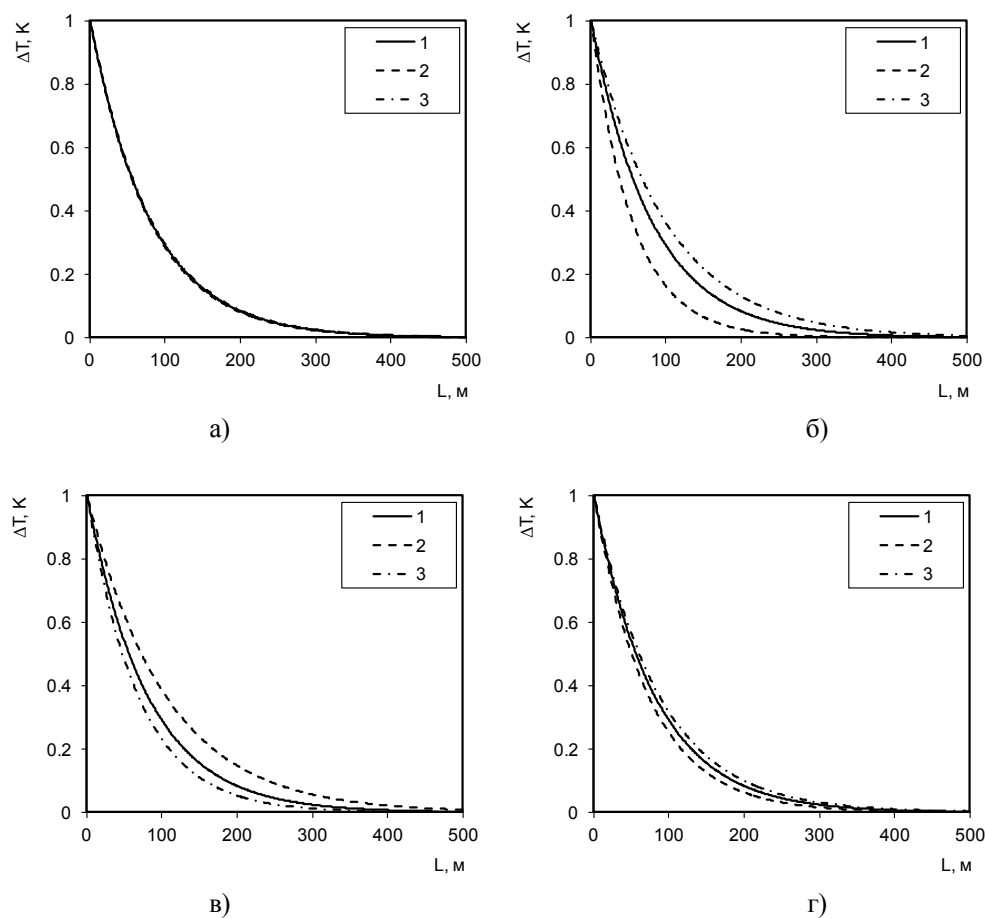


Рис. 2. Влияние плотности (а), вязкости (б), теплопроводности (в) и теплоемкости (г) нефти на интенсивность межфазного теплообмена (а: 1 — $850 \text{ кг}/\text{м}^3$, 2 — $700 \text{ кг}/\text{м}^3$, 3 — $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; б: 1 — 3 сП, 2 — 1 сП, 3 — 5 сП; в: 1 — $0,13 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$, 2 — $0,08 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$, 3 — $0,18 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; г: 1 — $2000 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$, 2 — $1500 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$, 3 — $2500 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$)

На рисунке 2 представлена разница температур фаз. Как видно из расчетов, наибольшее влияние на интенсивность теплообмена оказывают теплопроводность и вязкость нефти, меньшее — теплоемкость, а плотность практически не влияет.

Далее рассматривается влияние конкретных промысловых параметров на скорость выравнивания температур фаз. Расчеты представлены на рисунке 3. При различных суммарных дебитах, а также вариациях соотношения расходов фаз интенсивность теплообмена изменяется незначительно по сравнению с влиянием угла наклона скважины. Последнее можно объяснить заметным изменением скоростей фаз при отклонении оси скважины от горизонтального положения.

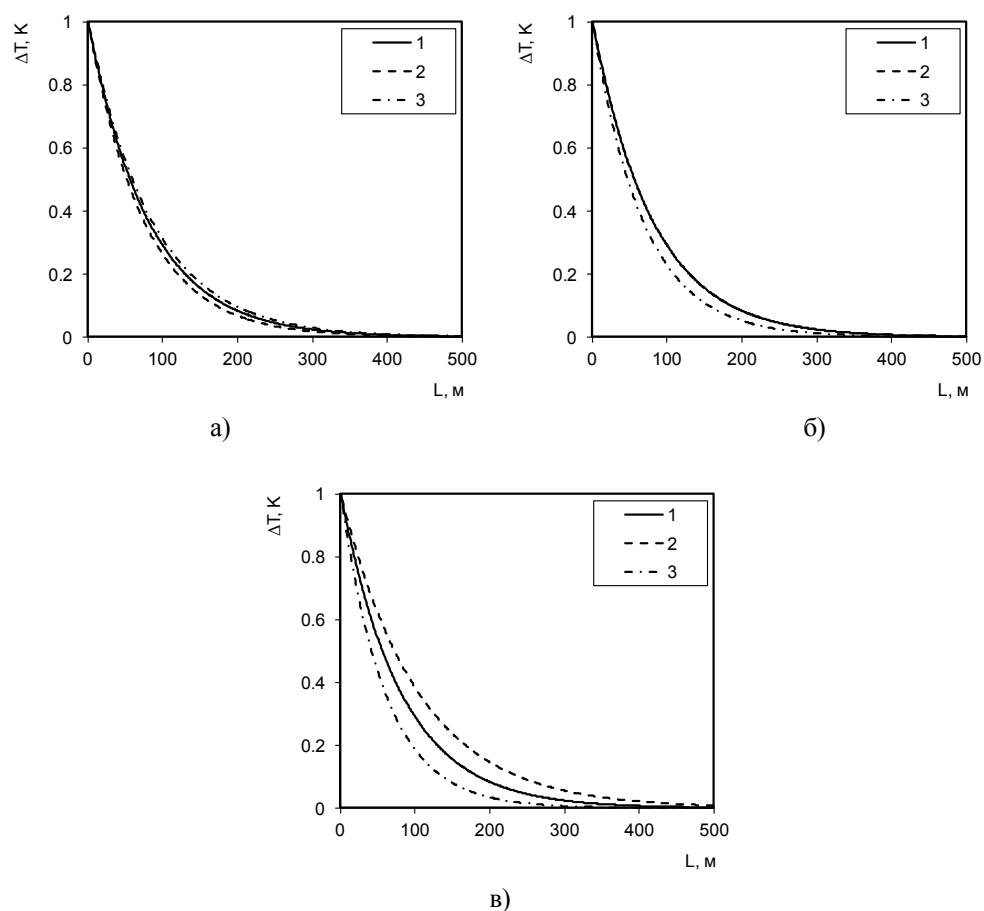


Рис. 3. Влияние суммарного расхода (а), соотношения расходов фаз (б) и угла наклона (в) на интенсивность межфазного теплообмена
(а: 1 — 150 м³/сут, 2 — 100 м³/сут, 3 — 200 м³/сут;
б: 1 — 75 м³/сут воды и 75 м³/сут нефти, 2 — 50 м³/сут воды и 100 м³/сут нефти,
3 — 100 м³/сут воды и 50 м³/сут нефти; в: 1 — 0°, 2 — минус 1°, 3 — плюс 1°)

Проведенные расчеты показывают, что расстояния, требуемые для полного выравнивания температур фаз, могут составлять десятки и сотни метров. Такое распределение температуры фаз нельзя игнорировать как при качественной, так и количественной интерпретации данных термогидродинамических исследований в горизонтальных скважинах. Измерения температуры единственным датчиком в подобных условиях приведет к потере полезной информации. Поэтому рекомендуется использование распределенных по сечению скважины датчиков температуры для исследования скважин с расслоенным режимом течения.

Выводы

1. Наибольшее влияние на интенсивность межфазного теплообмена при расслоенном режиме течения оказывают теплопроводность и вязкость нефти, а также угол наклона скважины.
2. Использование распределенных по сечению потока датчиков температуры позволит получить дополнительную информацию о дебите и составе притока при интерпретации низкодебитных горизонтальных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н. Б. Варгафтик. М.: Физматгиз, 1963. 708 с.
2. Исаченко В. П. Теплопередача / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел. М.: Энергия, 1975. 416 с.
3. Кузнецов Ю. Н. Теплообмен в проблеме безопасности ядерных реакторов / Ю. Н. Кузнецов. М.: Энергоатомиздат. 1989. 296 с.
4. Рамазанов А. Ш. Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пласта и дебитов многопластовой системы / А. Ш. Рамазанов, Р. А. Валиуллин, А. А. Садретдинов, В. В. Шако, В. П. Пименов, В. Н. Федоров, К. В. Белов // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, 26-28 октября, Москва, 2010.
5. Livescu S. Development and Application of a Fully-Coupled Thermal Compositional Wellbore Flow Model / S. Livescu, K. Aziz, L. J. Durlofsky // SPE Western Regional Meeting, 24-26 March, San Jose, California, 2009.
6. Muradov K. Temperature Modeling and Real-Time Flow Rate Allocation in Well with Advanced Completion: DP dissertation / Muradov K. Heriot-Watt University, 2010. 210 pp.
7. Taitel Y. A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow / Y. Taitel, A. E. Duckler // AIChE Journal. 1976. No 22 (1). Pp. 47-55.
8. Wang Z. The Uses of Distributed Temperature Survey (DTS) Data: DP dissertation / Wang Z. Stanford University, 2012. 231 pp.
9. Yoshioka K. Prediction of Temperature Changes Caused by Water or Gas Entry Into a Horizontal Well / K. Yoshioka, D. Zhu, A. D. Hill, P. Dawkrajai, W. L. Larry // SPE Production & Operations. 2007. No 22 (4). Pp. 425-433.

Ramil F. SHARAFUTDINOV¹

Timur R. KHABIROV²

Nadezhda V. NOVOSELOVA³

**THE INFLUENCE OF INTERFACIAL HEAT EXCHANGE
ON TEMPERATURE DISTRIBUTION IN HORIZONTAL WELL
WITH STRATIFIED FLOW¹**

¹ Dr. Sci. (Phys-Math.), Professor,
Department of Geophysics,
Bashkir State University
gframil@rambler.ru

² Teaching Assistant,
Department of Geophysics,
Bashkir State University
khabirovtr@mail.ru

³ Senior Lecturer,
Department of Multiphase Systems Mechanics,
Tyumen State University
na.v.novoselova@utmn.ru

Abstract

The paper presents the influence of various parameters of oil-water flow in a horizontal well on the intensity of the interfacial heat exchange. The stratified flow regime with a one-dimensional computational model is analyzed. It is demonstrated that the distance required for the full alignment of the phase temperatures can be tens or hundreds of meters. Thermal conductivity and viscosity of oil, as well as the angle of inclination, have the greatest influence on the intensity of the interfacial heat exchange with the stratified flow regime. For more information on the production rate and composition of inflows

¹ The project has been performed with the help of the grant RFFI no 16-29-15130.

Citation: Sharafutdinov R. F., Khabirov T. R., Novoselova N. V. 2016. “The Influence of Interfacial Heat Exchange on Temperature Distribution in Horizontal Well with Stratified Flow.” Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 1, pp. 10-18.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-10-18

for the study of such wells it is recommended to use temperature sensors distributed over the cross section of the well.

Keywords

Horizontal well, stratified flow regime, interfacial heat exchange.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-10-18

REFERENCES

1. Isachenko V. P., Osipova V. A., Sukomel A. S. 1975. *Teploperedacha* [Heat Transfer]. Moscow: Energiya.
2. Kuznetsov Yu. N. 1989. *Teploobmen v probleme bezopasnosti yadernykh reaktorov* [Heat Transfer in the Problem of the Safety of Nuclear Reactors]. Moscow: Energoatomizdat.
3. Livescu S., Aziz K., Durlofsky L. J. 2009. "Development and Application of a Fully-Coupled Thermal Compositional Wellbore Flow Model." SPE Western Regional Meeting (March 24-26, San Jose, California).
4. Muradov K. 2010. "Temperature Modeling and Real-Time Flow Rate Allocation in Well with Advanced Completion." DP diss., Heriot-Watt University.
5. Ramazanov A. Sh., Valiullin R. A., Sadretdinov A. A., Shako V. V., Pimenov V. P., Fedorov V. N., Belov K. V. 2010. "Termogidrodinamicheskie issledovaniya v skvazhine dlya opredeleniya parametrov priskvazhinnoi zony plasta i debitov mnogoplastovoi sistemy" [Thermal Modeling for Characterization of Near Wellbore Zone and Zonal Allocation]. Paper presented at SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (October 26-28, Moscow).
6. Taitel Y., Duckler A. E. 1976. "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow." *AIChE Journal*, no 22 (1), pp. 47-55.
7. Vargaftik N. B. 1963. *Spravochnik po teplofizicheskim svoistvam gazov i zhidkostei* [Handbook of Thermophysical Properties of Gases and Liquids]. Moscow: Fizmatgiz.
8. Wang Z. 2012. "The Uses of Distributed Temperature Survey (DTS) Data." DP diss., Stanford University.
9. Yoshioka K., Zhu D., Hill A. D., Dawkrajai P., Larry W. L. 2007. "Prediction of Temperature Changes Caused by Water or Gas Entry Into a Horizontal Well." *SPE Production & Operations*, no 22 (4), pp. 425-433.