

ТЕПЛОФИЗИКА И ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ТЕПЛОТЕХНИКА

Рамиль Файзырович ШАРАФУТДИНОВ¹

Ильдар Вакифович КАНАФИН²

Тимур Раильевич ХАБИРОВ³

Ирина Григорьевна НИЗАЕВА⁴

УДК 536.242:550.832.6

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА — ПЛАСТ» ПРИ РАЗГАЗИРОВАНИИ НЕФТИ*

¹ доктор физико-математических наук, профессор кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
gframil@inbox.ru

² аспирант кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
vgadlik@gmail.com

³ кандидат физико-математических наук, ассистент кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
khabirovtr@mail.ru

⁴ кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет (г. Уфа)
nizaevaig@rambler.ru

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (офи_м грант №162915130).

Цитирование: Шарафутдинов Р. Ф. Численное исследование температурного поля в системе «скважина — пласт» при разгазировании нефти / Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин, Т. Р. Хабиров, И. Г. Низаева // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 2. С. 8-20.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-8-20

Аннотация

Исследованию многофазных потоков в скважинах посвящены работы многих отечественных и зарубежных ученых. Несмотря на это, малоизученным остается вопрос о формировании температурного поля в системе «скважина — пласт» в условиях разгазирования нефти. На сегодняшний день интерпретация термических исследований скважин производится на качественном уровне, для количественных оценок требуется учет влияния большого числа параметров. В практике нефтедобычи и при проведении геофизических исследований давление в скважине может снижаться ниже давления насыщения нефти газом. В этих условиях происходит разгазирование нефти. Поэтому актуальной является разработка математической модели двухфазной фильтрации нефти и газа и исследование основных особенностей температурного поля в системе «скважина — пласт» в условиях разгазирования нефти.

В статье рассматривается численное решение системы уравнений, описывающей нестационарное движение газированной нефти в системе «скважина — пласт». Цель исследований заключается в определении зоны начала разгазирования по распределению температуры в стволе скважины.

Решение системы дифференциальных уравнений энергии, сохранения массы производится методом контрольного объема.

Исследование заключается в моделировании двухфазной фильтрации нефти и газа в системе «скважина — пласт» при различном значении давления насыщения нефти газом. При этом было показано, что с увеличением давления насыщения процесс дегазации нефти стремится к зумпфу скважины и проникает вглубь пласта.

Как известно, давление насыщения нефти газом определяется в лабораторных условиях на основе проб нефти, полученных из скважины. Но нередко встречаются случаи отсутствия этих данных по месторождению. Поэтому использование корреляционных зависимостей давления насыщения часто бывает необходимым шагом для обеспечения точности численных расчетов. Кроме того, проведенные исследования показали, что давление насыщения можно оценить по данным изменения давления и температуры.

Ключевые слова

Термометрия, двухфазная фильтрация, теплообмен, термогидродинамика, разгазирование нефти, система «скважина — пласт», давление насыщения нефти газом.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-8-20

Введение

В условиях низких объемов добычи и ухудшения качества состава добываемого углеводородного сырья методы геофизического контроля приобретают все более важное значение, в частности при разработке многопластовых систем. Несмотря на стремительное развитие новых методов геофизического исследования скважин, наиболее информативным и эффективным среди них по сей день

остается термометрия. Это связано с тем, что температура характеризует энергетическое состояние системы, имеет высокую чувствительность к изменению любых процессов, происходящих в пласте и скважине. Благодаря этому термометрия стала широко применяться при решении нефтепромысловых задач в процессе промысловых геофизических исследований скважин. Метод позволяет успешно решать многие геолого-промысловые задачи. Но по сей день термометрия интерпретируется лишь на качественном уровне. А для количественной обработки термограмм в скважине необходимо учитывать влияние ряда термогидродинамических процессов. Поэтому актуален вопрос разработки адекватной математической модели, которая позволит оценить влияние того или иного эффекта на формирование теплового поля в скважине.

В большинстве случаев освоение и опробование скважин сопровождается снижением давления ниже давления насыщения нефти газом. В этих условиях интерпретация термограмм в скважине еще сильнее осложняется тем, что в скважине наблюдаются многофазные потоки [1-6]. Происходящие при фильтрации газированной нефти фазовые переходы оказывают значительное влияние на температуру в скважине. Поэтому учет влияния межфазного теплообмена, различия скоростей фаз, насыщенности флюида той или иной фазой, наличия фазовых переходов и термодинамических эффектов требует детального исследования термогидродинамических процессов при многофазном течении в системе «скважина — пласт».

Постановка задачи

Математическая модель неизотермической фильтрации смеси нефти и газа в системе «скважина — пласт» разработана при следующих допущениях: пренебрегается влиянием капиллярного давления и температуры на параметры флюидов и пласта, не учитывается изменение вязкости от температуры и давления, термодинамические коэффициенты постоянны, одностепенная модель, процессы равновесные, пренебрегается влиянием силы тяжести. Основой является модель black oil.

В дальнейшем примем следующие обозначения для фаз: 1 — нефть, 2 — газ, и для компонент: 1 — нефтяная, 2 — газовая. Нефть не испаряется в газовую фазу, и процесс разгазирования равновесный. Растворение подчиняется закону Генри. Пусть температуры скелета и отдельных фаз одинаковы для всего пласта. А процесс разгазирования мгновенный.

С учетом перечисленных допущений уравнения двухфазной неизотермической фильтрации в пористой среде с учетом разгазирования нефти имеют вид:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 \{1 - g\}) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 \{1 - g\} \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (1)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left[\rho_1 \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{k_2(S_2)}{\mu_2} \right] \frac{\partial P}{\partial r} \right). \quad (2)$$

Скорость фильтрации флюида в пористой среде подчиняется закону Дарси:

$$v_i = -\frac{K}{\mu_i} k_i(S_i) \frac{\partial P}{\partial r}. \quad (3)$$

Уравнение энергии для описания фильтрации газированной нефти в пласте с учетом конвективного переноса тепла, радиальной теплопроводности, эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта, теплоты разгазирования можно записать как:

$$\frac{\partial}{\partial t} (m\{\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2\}T + (1-m)\rho_r c_r T) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\{\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2\}T) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\lambda^* \frac{\partial T}{\partial r}) + J_{12}(c_2 - c_1)T + J_{12}L_{12} + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} - (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2) \frac{\partial P}{\partial r}. \quad (4)$$

В этом уравнении интенсивность переноса массы из нефтяной фазы в газовую (при разгазировании нефти) описывается соотношением:

$$J_{12} = m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 g) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 g \frac{k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (5)$$

где t — время; m — пористость; c_i — удельные теплоемкости фаз; ρ_i — плотность; S_i — насыщенность; μ_i — вязкость; g — концентрация газа в нефтяной фазе; r — координата в пласте по радиусу; v_i — скорость фильтрации; K — абсолютная проницаемость; k_i — фазовые проницаемости; P — давление; T — температура; λ^* — теплопроводность насыщенной горной породы; J_{12} — интенсивность переноса массы при разгазировании; L_{12} — теплота фазового перехода; η_i — адиабатический коэффициент; ε_i — коэффициент Джоуля — Томсона.

Далее приведем систему уравнений, которая позволяет описывать нестационарное движение нефти и газа в вертикальной скважине:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_i \rho_i A) + \frac{\partial}{\partial z} (\alpha_i \rho_i u_m A) + (-1)^i \frac{\partial}{\partial z} (\bar{\rho} u_R A) = [(-1)^k J_{12} + J_i] A, \quad (6)$$

$$\bar{\rho} = \frac{\alpha_1 \alpha_2 \rho_1 \rho_2}{\rho_m}, \quad \rho_m = \alpha_1 \rho_1 + \alpha_2 \rho_2, \quad (7)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_m u_m A) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_m u_m^2 A) + \frac{\partial}{\partial z} (\bar{\rho} u_R A) = -A \frac{\partial P}{\partial z} - \tau F - \rho_m g A, \quad (8)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_i c_i \rho_i T_i A) + \frac{\partial}{\partial z} (\alpha_i c_i \rho_i u_m T_i A) + (-1)^i \frac{\partial}{\partial z} (c_i \bar{\rho} u_R T_i A) = Q_k A, \quad (9)$$

$$Q_1 = -h_{12} F_{12} (T_1 - T_2) - h_1 F_1 (T_1 - T_{ex}) + \eta_1 \alpha_1 \rho_1 c_1 \frac{\partial P}{\partial t} - c_1 J_{12} T_1 + L J_{12} + c_1 J_1 T_{inj}, \quad (10)$$

$$Q_2 = -h_{12} F_{12} (T_2 - T_1) - h_2 F_2 (T_2 - T_{ex}) + \eta_2 \alpha_2 \rho_2 c_2 \frac{\partial P}{\partial t} + c_2 J_{12} T_2 + c_2 J_2 T_{inj}, \quad (11)$$

где A — площадь поперечного сечения скважины; α_i — объемное содержание; u_R — скорость проскальзывания; J_i — приток массы i -ой фазы из пласта; u_i — скорости фаз; индекс m обозначает среднеобъемную величину; τ — касательное напряжение на стенке канала; F — периметр сечения скважины; g — ускорение свободного падения; h_{12} — коэффициент межфазного теплообмена; F_{12} — площадь межфазной поверхности на единицу объема для i -ой фазы; h_i — коэффициент теплообмена с окружающей средой i -ой фазы; F_i — площадь поверхности

соприкосновения со стенкой скважины на единицу объема для i -ой фазы; T_{ex} — температура горных пород; T_{inj} — температура поступающего из пласта флюида.

Концентрация газа в нефти, согласно закону Генри, определяется как:

$$g(P) = \begin{cases} GOR \frac{\rho_2^0 P}{\rho_1^0 P_{нас}}, & P \leq P_{нас}, \\ GOR \frac{\rho_2^0}{\rho_1^0}, & P > P_{нас}, \end{cases} \quad (12)$$

здесь $P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом, GOR — газовый фактор, ρ_i^0 — плотность фаз при нормальных условиях.

Сопряжение модели пласта и скважины осуществляется при следующих условиях: в скважине задается источниковое слагаемое, которое описывает термогидродинамические процессы поступившего из пласта флюида, а на границе между пластом и скважиной задается забойное давление. Последнее рассчитывается из модели скважины.

Исследование термогидродинамических процессов на математической модели

Ниже приведены результаты численных расчетов для различных значений параметров: давления на устье скважины, давления насыщения нефти газом, концентрации растворенного газа в нефти, теплоты разгазирования, газового фактора. Во всех расчетах считается, что скважина вертикальная, глубиной 70 м и диаметром 0,1 м. Пласт с пористостью 0,2 и проницаемостью 20 мД. Пластовое давление 100 атм. В начальный момент времени пласт насыщен нефтяной фазой ($S_l = 1,0$) и скважина также заполнена нефтью ($S_l = 1,0$). В качестве граничного условия задается давление на устье скважины.

Далее рассмотрены особенности распределения температуры в скважине при варьировании вышеприведенных параметров.

1. Изменение давления на устье скважины

На рис. 1 приведены результаты расчетов при различном значении давления на устье. Давление насыщения 99 атм.

Как видно из рис. 1, наблюдается снижение температуры напротив работающего пласта вследствие разгазирования нефти. В дальнейшем (выше кровли пласта) за счет теплообмена происходит повышение температуры. Повышение давления на устье скважины приводит к уменьшению аномалии охлаждения напротив пласта. Это связано с уменьшением количества выделяемого из нефти газа и, как следствие, снижением теплоты разгазирования. Повышение давления на устье приводит также к уменьшению депрессии и скорости движения флюида. Поэтому более интенсивно проявляется теплообменный процесс с окружающей средой, и распределение температуры стремится выше кровли пласта к геотермическому распределению температуры (кривая 90 атм). На рисунке справа (рис. 1) приводится распределение давления по стволу скважины, которое практически отражает гидростатическое

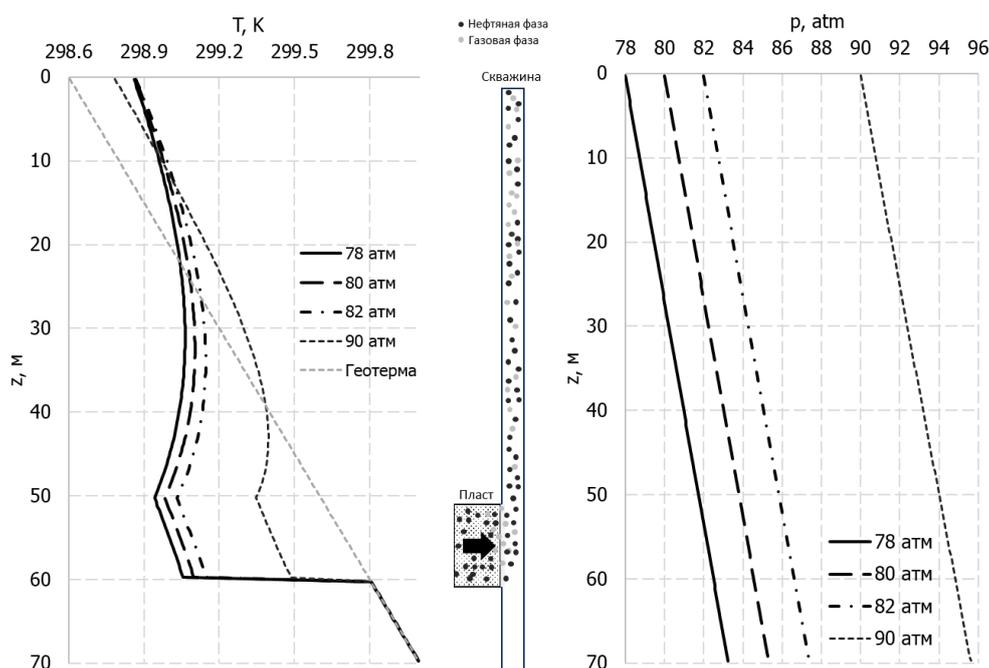


Рис. 1. Распределение температуры и давления в скважине при различном давлении на устье

Fig. 1. Distribution of temperature and pressure in the well at various pressures at the well head

давление. Таким образом, работающий интервал отмечается отрицательной температурной аномалией.

Из сравнения давления насыщения и распределения давления по стволу видно, что разгазирование нефти происходит в пласте.

2. Изменение давления насыщения нефти газом

Далее приведены результаты расчета влияния изменения давления насыщения на температурное поле. Давление на устье 70 атм.

Из рис. 2 следует, что даже незначительное изменение давления насыщения нефти газом приводит к существенному изменению температурного поля в скважине. Видно, что разница даже в 2 атм приводит к появлению положительной температурной аномалии напротив пласта, ранее работающей с охлаждением.

3. Изменение концентрации газа в нефти

Далее рассматривается влияние количества растворенного газа в нефти на распределение температуры по стволу скважины. Массовая концентрация растворенного в нефти газа варьируется от 0,1 до 0,15. С увеличением концентрации газа в нефти отрицательная температурная аномалия напротив пласта растет (рис. 2), т. е. увеличивается количество выделяемого газа и влияние теплоты разгазирования нефти.

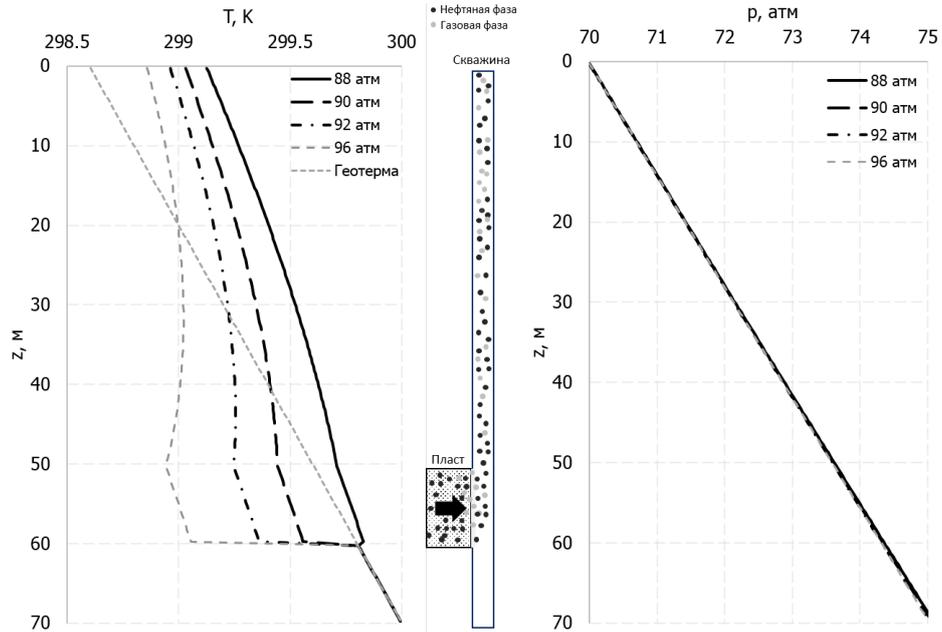


Рис. 2. Распределение температуры и давления в скважине при различном давлении насыщения нефти газом

Fig. 2. Distributions of temperature and pressure in the well at the various saturation pressure

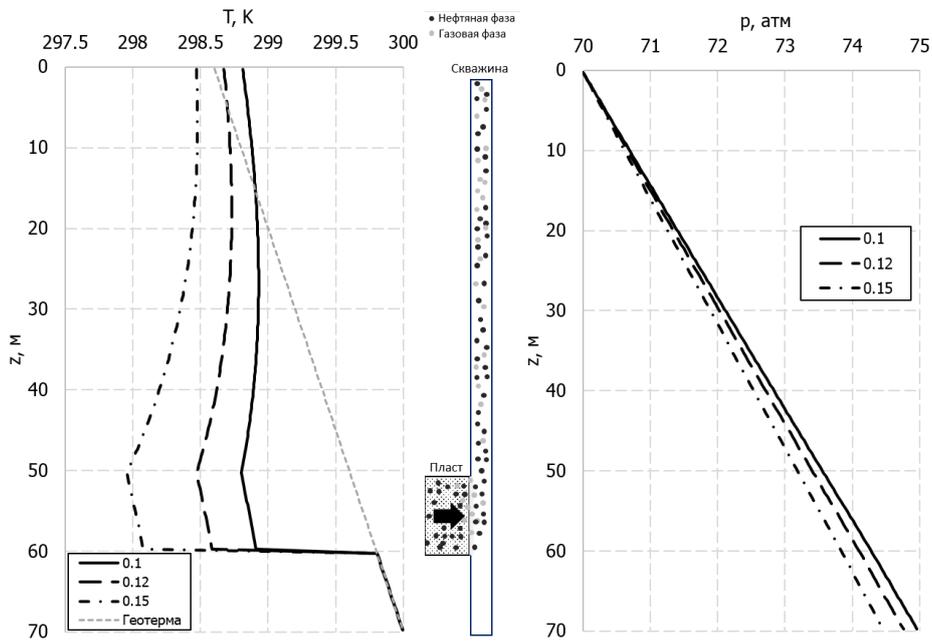


Рис. 3. Распределение температуры и давления в скважине при разной концентрации газа в нефти

Fig. 3. Distribution of temperature and pressure in the well at various gas concentration in oil

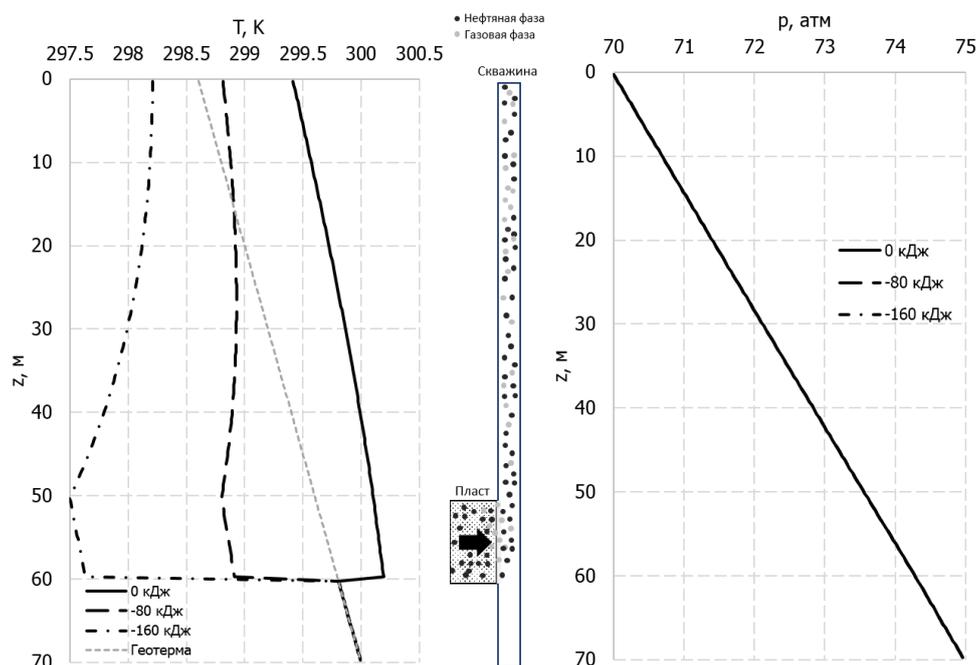


Рис. 4. Распределение температуры и давления в скважине при разной теплоте разгазирования

Fig. 4. Distribution of temperature and pressure in the well at various degassing heat energy

4. Изменение теплоты разгазирования

Влияние теплоты разгазирования иллюстрируется данными, приведенными на рис. 4. Теплота разгазирования менялась от 0 до 160 кДж/кг.

Видно (рис. 4), что при нулевом значении теплоты разгазирования напротив пласта отмечается положительная температурная аномалия. Соответственно, при увеличении теплоты разгазирования наблюдается уменьшение температуры притекающего из пласта в скважину флюида. Таким образом, основной вклад в отрицательную температурную аномалию вносит теплота разгазирования нефти, а не эффект Джоуля — Томсона.

5. Изменение газового фактора

Далее рассматривается влияние изменения газового фактора на распределение температуры по стволу скважины.

Согласно графикам (рис. 5), с увеличением газового фактора растет влияние теплоты разгазирования и снижение температуры напротив работающего пласта.

Чувствительность математической модели к изменению входных параметров приведена на рис. 6.

В результате исследования было установлено, что на формирование температурного поля в скважине больше всего из рассмотренных параметров влияют давление насыщения и теплота разгазирования нефти.

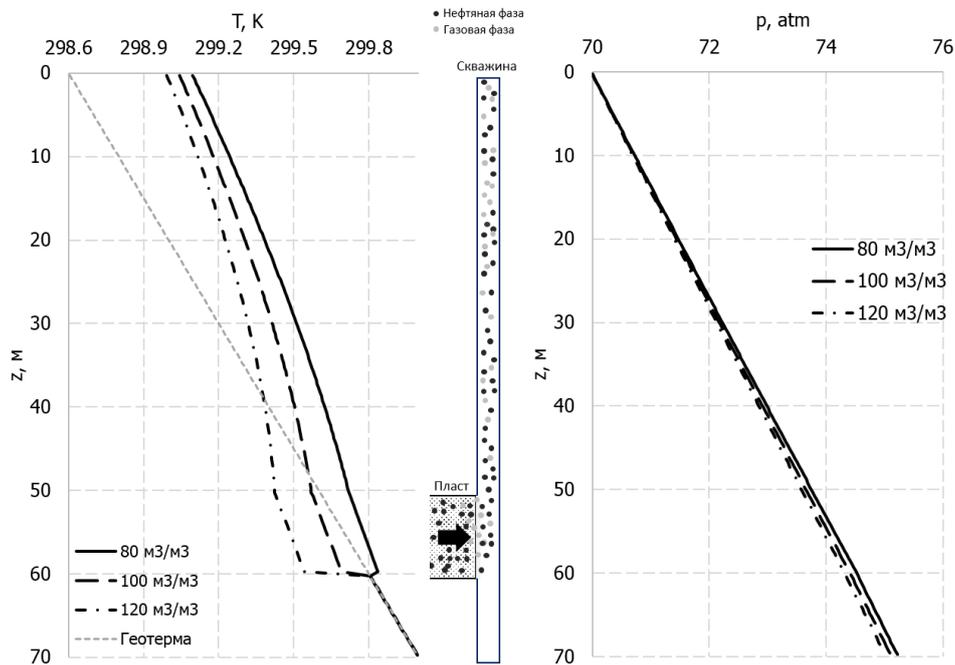


Рис. 5. Распределение температуры и давления в скважине при разном газовом факторе

Fig. 5. Distribution of temperature and pressure in the well at various gas factor

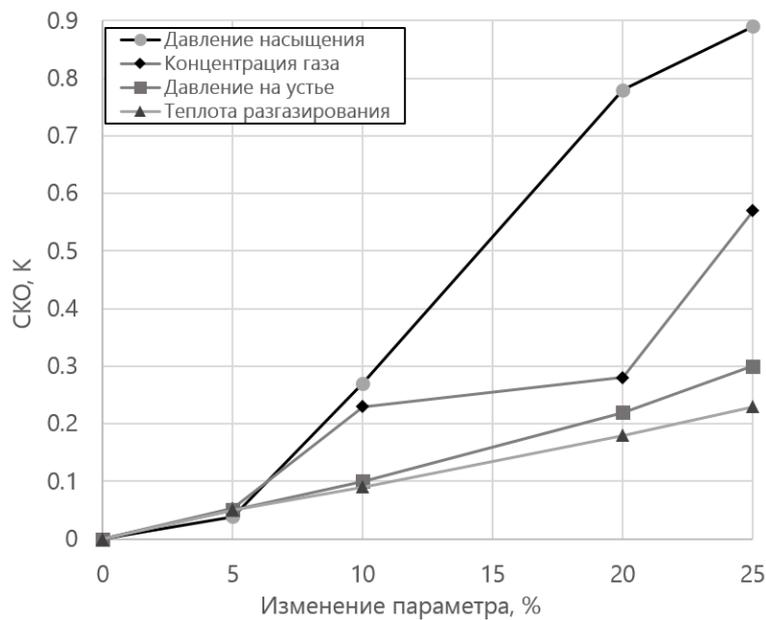


Рис. 6. Чувствительность модели к изменению входных параметров

Fig. 6. The sensitivity of the model to changing the input parameters

Заключение

1. Разработана математическая модель неизотермической двухфазной фильтрации газированной нефти и газа в системе «скважина — пласт», учитывающая эффект Джоуля — Томсона, адиабатический эффект и теплоту разгазирования нефти.
2. Система уравнений для пласта и скважины решается совместно методом контрольного объема. Связь пласта и скважины осуществляется заданием источникового слагаемого.
3. Установлено, что теплота разгазирования оказывает большее влияние, чем эффект Джоуля — Томсона.
4. Проведено многовариантное параметрическое исследование математической модели, которая показала, что на формирование температурного поля в системе «скважина — пласт» большее влияние оказывают давление насыщения нефти газом и теплота разгазирования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Валиуллин Р. А. Исследование радиально-углового распределения температуры при неизотермической двухфазной фильтрации нефти и воды / Р. А. Валиуллин, Р. Ф. Шарафутдинов и др. // Прикладная механика и техническая физика. 2008. Том 49. № 6. С. 124-130.
2. Валиуллин Р. А. Термические исследования при компрессорном освоении скважин / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов. Уфа: Изд-во Башкир. ун-та, 1992.
3. Валиуллин Р. А. Термометрия многофазных потоков / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов, Р. Ф. Шарафутдинов. Уфа: Изд-во Башкир. ун-та, 1995.
4. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. М.: Недра, 1982.
5. Требин Г. Ф. Оценка температурной депрессии в призабойной зоне эксплуатационных скважин / Г. Ф. Требин, Ю. Ф. Капырин, О. Г. Лиманский. М.: Всесоюз. нефтегазовый научно-исследов. инст-т, 1978. Вып. 64. С. 16-22.
6. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. М.: Недра, 1965.

Ramil F. SHARAFUTDINOV¹

Ildar V. KANAFIN²

Timur R. KHABIROV³

Irina G. NIZAEVA⁴

NUMERICAL RESEARCH OF TEMPERATURE FIELD IN “WELL — FORMATION” SYSTEM WITH OIL DEGASSING*

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

² Postgraduate Student, Department of Geophysics,
Bashkir State University (Ufa)
vradlik@gmail.com

³ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Assistant,
Department of Geophysics,
Bashkir State University (Ufa)
khabirovtr@mail.ru

⁴ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Geophysics,
Bashkir State University (Ufa)
nizaevaig@rambler.ru

Abstract

The study of multiphase flows in wells is followed by works of many scientists, both in Russian and abroad. Despite this, the issue of forming a temperature field in the “well — formation” system in conditions of oil degassing remains not fully researched. To date, the interpretation of thermal studies of wells is made at a qualitative level; quantitative

* The research was supported by the Russian Foundation for Basic Research (grant no офи_м no 162915130).

Citation: Sharafutdinov R. F., Kanafin I. V., Khabirov T. R., Nizaeva I. G. 2017. “Numerical Research of Temperature Field in ‘Well — Formation’ System with Oil Degassing”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 2, pp. 8-20.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-8-20

estimates require the consideration of the influence of a large number of parameters. In oil production practice and during geophysical studies, the pressure in the well may drop below the gas saturation pressure of the gas. Under these conditions, oil degasses. Therefore, it is urgent to develop a mathematical model of two-phase oil and gas filtration and to study the main features of the temperature field in the “well — formation” system in conditions of oil degassing.

The numerical solution of the system of equations describing non-stationary motion of carbonated oil in the “well — formation” system is considered in the article. The aim of the research is to determine the zone of the beginning of degassing by the temperature distribution in the wellbore.

The solution of the system of differential energy equations, mass conservation is made by the control volume method.

The study consists in modeling two-phase oil and gas filtration in the “well — formation” system at a different value of the gas saturation pressure of gas. It was shown that with increasing saturation pressure, the degassing process of oil tends to the well sump and penetrates into the formation.

As it is known, the pressure of oil saturation with gas is determined in laboratory conditions on the basis of oil samples obtained from a well. However, there are often cases of lack of these data on the field. Therefore, the use of correlation dependencies of saturation pressure is often a necessary step to ensure the accuracy of numerical calculations. In addition, studies have shown that the saturation pressure can be estimated from the data of pressure and temperature changes.

Keywords

Thermometry, two-phase filtration, heat exchange, thermohydrodynamics, oil degassing, “well — formation” system, bubble point pressure (oil saturation pressure).

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-2-8-20

REFERENCES

1. Valiullin R. A., Sharafutdinov R. F. et al. 2008. “Issledovanie radial'no-uglovogo raspredeleniya temperatury pri neizotermicheskoy dvukhfaznoy fil'tratsii nefi i vody” [Investigation of the Radial-Angular Temperature Distribution for Non-Isothermal Two-Phase Oil and Water Filtration]. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*, vol. 49, no 6, pp. 124-130.
2. Valiullin R. A., Ramazanov A. Sh. 1992. *Termicheskie issledovaniya pri kompressornom osvoenii skvazhin* [Thermal Studies in the Case of Compressor Development of Wells]. Ufa: Izdatelstvo Bashkirskogo universiteta.
3. Valiullin R. A., Ramazanov A. Sh., Sharafutdinov R. F. 1995. *Termometriya mnogofaznykh potokov* [Thermometry of Multiphase Flows]. Ufa: Izdatelstvo Bashkirskogo universiteta.

4. Gimatudinov Sh. K., Shirkovskiy A. I. 1982. Fizika nefryanogo i gazovogo plasta [Physics of the Oil and Gas Reservoir]. Moscow: Nedra.
5. Trebin G. F., Kapyrin Yu. F., Limanskiy O. G. 1978. "Otsenka temperaturnoy depressii v prizaboynoy zone ekspluatatsionnykh skvazhin" [Assessment of Temperature Depression in the Bottomhole Zone of Production Wells], vol. 64, pp. 16-22. Moscow: Vsesoyuz. neftegazovyy nauchno-issledov. inst-t.
6. Chekalyuk E. B. 1965. Termodinamika nefryanogo plasta [Thermodynamics of Oil Reservoir]. Moscow: Nedra.