УДК 536.242:550.832.6 ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОГО ТЕПЛОВОГО ПОЛЯ В ПЛАСТЕ И СКВАЖИНЕ ПРИ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ RESEARCH OF NON-STATIONARY THERMAL FIELD IN RESERVOIR AND WELLBORE WITH MULTIPHASE FILTRATION

И. В. Канафин, Р. Ф. Шарафутдинов, М. Ф. Закиров, А. Ш. Рамазанов I. V. Kanafin, R. F. Sharafutdinov, M. F. Zakirov, A. Sh. Ramazanov

Башкирский государственный университет, г. Уфа

Ключевые слова: температура; нестационарное тепловое поле; фильтрация; многофазный поток; разгазирование Key words: temperature; non-stationary thermal field; filtration; multiphase flow; oil degassing

На сегодняшний день метод термометрии является одним из наиболее информативных для решения многих задач нефтепромысловой геофизики. Однако интерпретация ведется в основном на качественном уровне, без количественного определения параметров. Кроме того, при интерпретации данных термогидродинамических исследований возникает проблема разделения влияния того или иного процесса, что требует большого опыта и моделирования термогидродинамических процессов в системе скважина — пласт для каждой конкретной задачи.

Методика исследований и интерпретации данных термических исследований в большинстве случаев основывается на представлениях однофазного потока нефти, воды или газа. Однако в реальных условиях наблюдаются многофазные потоки в пласте и скважине. В связи с этим моделирование и изучение неизотермических многофазных потоков является актуальной задачей.

Моделирование неизотермической двухфазной фильтрации нефти и газа в пласте с учетом термодинамических эффектов и фазовых переходов. Рассмотрим плоскорадиальную неизотермическую фильтрацию газированной нефти при следующих допущениях: пласт является пористым, однородным и горизонтальным; естественная температура вдоль пласта постоянна; неизотермичность фильтрации при давлении выше давления насыщения нефти газом обусловлена баротермическим эффектом, а при давлении ниже давления насыщения нефти газом — дополнительно и теплотой разгазирования нефти; рассматривается однотемпературная модель, в которой предполагается, что температура нефти и газа, а также скелета пористой среды в каждой точке пласта совпадают; пренебрегается влиянием теплоотдачи в подстилающие и покрывающие породы на температурное поле в пласте; радиальная теплопроводность в пласте не учитывается; имеет место баротропное приближение, при котором пренебрегается влиянием изменения температуры в пласте на параметры флюида и пласта; при снижении давления в скважине ниже давления насыщения в пласте мгновенно устанавливается поле давления (следовательно, и скорости фильтрации, и насыщенности) [1].

С учетом вышеприведенных предположений поле давления в пласте находится из уравнения

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \frac{\partial P}{\partial t} = 0.$$
 (1)

Граничные условия

$$P(r_{w}) = P_{w}, P(r_{b.p.}) = P_{b.p.} P(R_{res.}) = P_{res.}$$

$$\tag{2}$$

Решение уравнения (1) с учетом граничных условий имеет следующий вид:

20

Нефть и газ *№ 5, 2017*

$$P(r) = \begin{cases} P_{w} + \left(P_{b.p.} - P_{w}\right) \frac{ln\left(\frac{r}{r_{w}}\right)}{ln\left(\frac{r_{b.p.}}{r_{w}}\right)}, & \text{for } r_{w} \leq r \leq r_{b/p} \\ P_{res.} - \left(P_{res.} - P_{b.p.}\right) \frac{ln\left(\frac{R_{res.}}{r}\right)}{ln\left(\frac{R_{res.}}{r_{b.p.}}\right)}, & \text{for } r_{b.p.} < r \leq R_{res.} \end{cases}$$
(3)

где
$$r_{b.p.} = r_w \cdot e^{\frac{A}{A+n}ln\left(\frac{R_k}{r_w}\right)}; A = 0.944 - 21.43\alpha \frac{\mu_g}{\mu_o} P_0; n = \frac{P_{res.} - P_{b.p.}}{P_{b.p.} - P_w}$$

На рисунке 1 приведены результаты расчета по формуле (3).



Температурное поле находится из следующих уравнений:

$$C(S)\frac{\partial T}{\partial t} + c_o \rho_o v_o S_o \frac{\partial T}{\partial r} + c_g \rho_g v_g S_g \frac{\partial T}{\partial r} + c_o \rho_o v_o \varepsilon_o S_o \frac{\partial P}{\partial r} + c_g \rho_g v_g \varepsilon_g S_g \frac{\partial P}{\partial r} + JL = 0, \qquad (4)$$

$$div(\rho_o \vec{v}_o) = -J, \quad div(\rho_g \vec{v}_g) = J. \tag{5}$$

В уравнении (4) $r_w \le r < r_{b.p.}, t > 0;$ $T|_{t=0} = T_{geo}, T|_{r=r_{b.p.}} = \varphi(t).$

Здесь $C(S) = mc_o \rho_o S_o + mc_g \rho_g S_g + (1-m)c_m \rho_m; S_o + S_g = 1.$

Массовая скорость разгазирования на единицу объема среды *J* задается следующим выражением [1]:

$$J = -\frac{\alpha \overline{\rho} \rho_{\circ} v_{\circ}}{1 - \alpha \overline{\rho} P} \frac{dP}{dr},$$
(6)

где $\alpha = \frac{G}{P_{b.p.} - P}; \quad \overline{\rho} = \frac{\rho_{g}^{0}}{\rho_{o}^{0}}.$

В области, где давление выше давления насыщения, разгазирование не происходит. Следовательно, уравнение (4) примет вид

$$C(S)\frac{\partial T}{\partial t} + c_{o}\rho_{o}v_{o}\frac{\partial T}{\partial r} + c_{o}\rho_{o}v_{o}\varepsilon_{o}\frac{\partial P}{\partial r} = 0, \qquad (7)$$

где $r_{b.p.} \le r < R_{res.}$; t > 0.

Скорость фильтрации V определяется из закона Дарси

$$v = -\frac{Kk(S)}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}.$$
(8)

Скорость фильтрации нефти в зоне разгазирования находится из выражения [2]

$$v_o = -\frac{AK k_o(S)}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r},\tag{9}$$

где $A = 0.944 - 21.43 \alpha \frac{\mu_g}{\mu_o} P$.

Относительные фазовые проницаемости определяются как в работе [1]. Для дискретизации дифференциальных уравнений (4) и (7) применяется метод контрольного объема.

Моделирование нестационарного двухфазного потока жидкости в стволе скважины. В стволе скважины формируется распределение температуры, которое условно можно разделить на три зоны (рис. 2).



Рис. 2. Геометрия модели

Для нестационарного температурного поля, распределение температуры в зумпфе скважины имеет вид [3]

$$T(z) = \Delta T_0 erfc \left(\frac{z}{2\sqrt{at}}\right),\tag{10}$$

где а — это температуропроводность горных пород.

В интервалах смешивания потоков уравнение энергетического баланса для случая притока из пласта нефти и газа будет иметь следующий вид:

$$c_m \rho_m \frac{\partial T}{\partial t} + c_g \rho_g \frac{\partial \alpha_g u_g T}{\partial z} + c_o \rho_o \frac{\partial \alpha_o u_o T}{\partial z} = c_g \rho_g \frac{Q_g}{V_{in}} (T_{in} - T) + c_o \rho_o \frac{Q_o}{V_{in}} (T_{in} - T) \cdot (11)$$

В интервале отсутствия притока флюида в скважину изменение температуры смеси обусловлено теплообменом с окружающей средой

$$c_{m}\rho_{m}\frac{\partial T}{\partial t}+c_{g}\rho_{g}\frac{\partial \alpha_{g}u_{g}T}{\partial z}+c_{o}\rho_{o}\frac{\partial \alpha_{o}u_{o}T}{\partial z}=-F\alpha\left(T-T_{geo}\right),$$
(12)

22

где $F = \frac{S_{\delta o \kappa}}{h S_{nonepeu}} = \frac{4}{d}$; $\alpha = \frac{Nu \lambda_{cm}}{d}$ — коэффициент теплопередачи.

$$Nu = 0.023 \ Pr^{0.4} \ Re^{0.8}, \ Pr = \frac{c_m \rho_m}{\lambda_m}, \ Re = \frac{\rho_m \ v_m d}{\mu_m}, \ c_m = \alpha_g \ c_g + (1 - \alpha_g) c_o,$$
$$\rho_m = \alpha_g \ \rho_g + (1 - \alpha_g) \rho_o, \ \lambda_m = \alpha_g \ \lambda_g + (1 - \alpha_g) \lambda_o.$$

Для описания поля скоростей при двухфазном течении в стволе скважины воспользуемся моделью потока дрейфа, описанной в работах Н. Shi, J. A. Holmes и др. [4], A. K. Hasan, C. S. Kabir [5]: $v_m = \alpha_o v_g + (1 - \alpha_g) v_o$ — скорость смеси нефти и газа; $v_g = C_o v_m + v_d$ — скорость газовой фазы.

Здесь α_g , α_o — объемные доли газа и нефти в потоке; C_g , C_o — удельные теплоемкости газа и нефти; ρ_g , ρ_o — плотности газа и нефти; λ_g , λ_o — коэффициенты теплопроводности; $C_o = 1.2$ — профильный параметр [5]; m — индекс, обозначающий смесь нефти и газа.

Относительная скорость газа при пузырьковом режиме течения рассчитывается как

$$v_{\rm d} = 1.53 \left(\frac{\sigma_{og} g(\rho_o - \rho_g)}{\rho_o^2} \right)^{1/4} (1 - \alpha_g)^2,$$
(13)

 $\mu_m = \alpha_g \, \mu_g + (1 - \alpha_g) \, \mu_o$ — динамическая вязкость нефти и газа.

Распределение температуры в скважине находится численно. В качестве метода дискретизации дифференциальных уравнений (11) и (12) применяется метод контрольного объема.

Результаты расчетов. На рисунке 3 приведено сопоставление результатов расчета температуры в зависимости от времени с аналитическим решением фильтрации нефти с газом, полученным в работе [6].



Рис. 3. Сравнение численного решения с аналитическим

№ 5, 2017

Нефть и газ

23



Рис. 4. Распределение температуры в скважине

Из результатов сравнения (см. рис. 3) видно, что численное решение точно повторяет аналитическое. Среднеквадратичное отклонение составляет 0.69 %.

Далее приведены результаты расчета распределения температуры по стволу скважины при фильтрации газированной нефти в пласте.

Расчеты проведены при следующих параметрах: $Q_c = 300 \text{ м}^3/\text{суm}$, $Q_{\mu} = 100 \text{ M}^3/\text{суm}$, $P_{n\pi} = 320 \text{ атм}$, $P_{3a\delta} = 75 \text{ атм}$, $P_{Hac} = 180 \text{ атм}$, $GOR = 150 \text{ M}^3/\text{M}^3$.

Из рисунка 4 видно, что напротив интервала перфорации (интервала притока газированной нефти) происходит резкое охлаждение скважинного флюида, обусловленное разгазированием нефти в результате снижения давления в пласте ниже давления насыщения нефти газом.

Изменение температуры притекающего флюида из пласта и скважинной жидкости с течением времени приведено на рисунке 5. Как видно из полученных результатов, температура

притекающего флюида меньше температуры жидкости в скважине. В распределении температуры наблюдается влияние эффекта ТВСС — температурного влияния ствола скважины [7].



Рис. 5. Зависимость температуры жидкости из пласта и температуры жидкости в скважине от времени

Таким образом, в работе разработана адекватная математическая модель двухфазного течения в скважине и пласте для случаев неизотермической фильтрации с фазовыми переходами в пласте. Данная модель учитывает следующие термогидродинамические процессы: конвективный теплоперенос, теплообмен с горными породами, эффект Джоуля — Томсона и теплоту разгазирования.

По результатам проведенных исследований установлено:



 нестационарное температурное поле в скважине определяется соотношением пластового, забойного и давления насыщения нефти газом, дебита жидкости и газа от температуры притекающего флюида из пласта;

• изменение газового фактора в значительной мере влияет на изменение температуры в пласте, то есть на охлаждение флюида в скважине за счет теплоты фазовых переходов.

Результаты расчетов могут быть применены для прогнозирования поведения газожидкостной и водонефтяной смеси в скважине и в пласте с учетом различных термодинамических эффектов, для количественного определения расходов фаз путем решения прямой — обратной задачи, для разработки новых методик интерпретации температурных данных в скважине.

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

Библиографический список

1. Рамазанов А. Ш., Паршин А. В. Температурное поле в нефте-водонасыщенном пласте с учетом разгазирования нефти // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 1. – С. 22

2. Пыхачев Г. Б., Исаев Р. Г. Подземная гидравлика: учеб. пособие. – М.: Недра, 1972. – 360 с.

 Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками. – Уфа: БашГУ, 1998. – 116 с.

4. Drift-Flux Modeling of Two-Phase Flow in Wellbores / H. Shi [and etc.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - 2003 № 84 228.

5. Hasan A. R., Kabir C. S. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores // SPE Richardson. – 2002.

Рамазанов А. Ш., Паршин А. В. Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти // Теплофизика высоких температур. – 2012. – Т. 50, № 4. – С. 606–608.
 Термогидродинамические исследования в скважине для определения параметров прискважинной зоны пла-

ста и дебитов многопластовой системы / А. Ш. Рамазанов [и др.] // SPE 136256. – 2010. – С. 23.

Сведения об авторах

Канафин Ильдар Вакифович, ассистент кафедры геофизики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 89061078805, e-mail: vradlik@gmail.com

Шарафутдинов Рамиль Файзырович, д. ф.-м. н., профессор кафедры геофизики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 8(347)2726056

Закиров Марат Финатович, к. т. н., доцент кафедры геофизики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 8(347)2726056

Рамазанов Айрат Шайхуллинович, д. т. н., профессор кафедры геофизики, Башкирский государственный университет, г. Уфа, тел. 8(347)2726056

Information about the authors

Kanafin I. V., Assistant at the Department of Geophysics, Bashkir State University, Ufa, phone: 89061078805, e-mail: vradlik@gmail.com

Sharafutdinov R. F., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Geophysics, Bashkir State University, Ufa, phone: 8(347)2726056

Zakirov M. F., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Geophysics, Bashkir State University, Ufa, phone: 8(347)2726056

Ramazanov A. Sh., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Geophysics, Bashkir State University, Ufa, phone: 8(347)2726056

УДК 553.98:551.762.33(571.12) ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ И ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ FEATURES OF THE STRUCTURE AND OIL AND GAS POTENTIAL OF LOWER CRETACEOUS AND UPPER JURASSIC SEDIMENTS IN WESTERN AREAS OF WESTERN SIBERIA

А. Г. Мухер, С. Ф. Кулагина, А. В. Горячев, Е. А. Пахомова, А. А. Гладышев A. G. Mukher, S. F. Kulagina, A. V. Goryachev, E. A. Pakhomova, A. A. Gladyshev

Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, г. Тюмень

Ключевые слова: перспективы; баженовская свита; вогулкинская толща; нефтегазоносность; битуминозные отложения

№ 5, 2017

Нефть и газ

25