

2.10<sup>-5</sup> Па). Картина течения в этом случае заметно отличается от картины течения, приведенной на фиг. 2, б. Во-вторых, участок нарастания возмущений при воздействии акустики меньше, чем без воздействия акустики, хотя масштаб вихрей в обоих случаях приблизительно одинаков. Во-вторых, при воздействии акустики образующиеся в потоке вихри более упорядочены, в потоке не наблюдается развитие трехмерных возмущений, а расстояние, на котором сохраняются образовавшиеся вблизи кромки вихри, заметно больше, чем без акустического воздействия.

Эксперименты проводились и при других скоростях течения. Если отношение скоростей было таким, что в следе за кромкой образовывалась цепочка вихрей, а частота акустических колебаний от внешнего источника равнялась частоте следования вихрей без воздействия акустики, то всегда отмечались описанные выше результаты воздействия акустики на течение. Эксперименты проводились также при частотах акустических колебаний, отличных от частоты следования вихрей без воздействия акустики. В этом случае в некотором диапазоне амплитуд акустических колебаний наблюдалась «подстройка» частоты следования под частоту звука.

Приведенные выше результаты экспериментов показывают, что воздействие акустики приводит к регуляризации и большему времени жизни упорядоченных структур, образовавшихся вблизи кромки входного устройства.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Рэлей Дж. Стрэтт. Теория звука. Т. 2. М.: Гостехиздат, 1956. 476 с.
2. Власов Е. В., Гиневский А. С. Акустическое воздействие на аэродинамические характеристики турбулентной струи.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1967, № 4, с. 133—138.
3. Crow S. C., Champagne F. H. Orderly structure in jet turbulence.— J. Fluid Mech., 1971, v. 48, № 3, p. 547—591.
4. Навознов О. И., Павельев А. А. Влияние начальных условий на течение осесимметричных струй.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1980, № 4, с. 18—24.
5. Zaman K. B. M. Q., Hussain A. K. M. F. Turbulence suppression in free shear flows by controlled excitation.— AIAA Pap., 1980, № 1338. 14 p.
6. Павельев А. А., Цыганок В. И. Влияние акустики и режима течения в пограничном слое на стенках сопла на слой смешения затопленной струи.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1982, № 6, с. 36—42.
7. Rockwell D. Oscillations of impinging shear layers.— AIAA Journal, 1983, v. 21, № 5, p. 6459664.
8. Навознов О. И., Павельев А. А. О переходе к турбулентности в спутных струях.— Изв. АН СССР. МЖГ, № 6, с. 131—139.
9. Brown G. L., Roshko A. On density effects and large structure in turbulent mixing layers.— J. Fluid Mech., 1974, v. 64, p. 775—816.
10. Dimotakis P. E., Brown G. L. The mixing layer at High Reynolds number: large-structure dynamics and entrainment.— J. Fluid Mech., 1976, v. 78, Pt 3, p. 535—560.

Москва

Поступила в редакцию  
4.II.1985

УДК 532.546:622.276.043

### О РАСПРЕДЕЛЕНИИ СТЕПЕНИ СУХОСТИ ПАРА ПРИ ТЕРМОВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

ЖЕЛТОВ Ю. В., МАЛОФЕЕВ Г. Е.

Нагнетание водяного пара служит эффективным средством термовоздействия на нефтесодержащие пласты для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи [1]. При определении технологических показателей этого процесса необходимо знать размеры зон пара и горячей жидкости, создаваемых в пласте, а также распределение в пласте степени сухости пара.

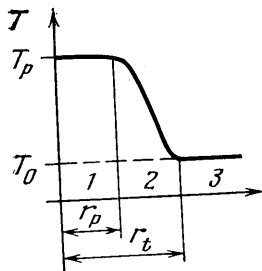
Работы по определению зон пара и горячей жидкости известны [2, 3], однако распределение степени сухости пара не рассматривалось. В предлагаемой работе методом, аналогичным известному методу последовательной смены стационарных состояний [4], получена формула для расчета распределения степени сухости пара при его нагнетании с неизменным расходом в однородный пласт. Как следствие получены формулы для расчета зон пара и горячей жидкости.

1. Для термовоздействия на нефтяные пласты применяется влажный водяной пар. Качество такого пара характеризуется степенью сухости  $x_r$ , равной отношению массы паровой фазы к общей массе влажного пара. Температурное поле пласта, образующееся при нагнетании влажного пара, разделяют условно на три зоны: пара, горячей жидкости и начальной (невозмущенной) пластовой температуры. Взаимное расположение указанных зон при нагнетании пара в однородный пласт через единичную скважину показано на фигуре, где зоны пара, горячей жидкости и начальной пластовой температуры обозначены соответственно цифрами 1, 2 и 3.

Поры пласта в первой зоне заполнены влажным паром, т. е. смесью пара и воды, а в зоне горячей жидкости — пароконденсатом и связанной водой. Кроме того, в обеих зонах находится некоторое количество остаточной нефти. Поры пласта в третьей зоне заполнены нефтью, пластовой водой и пароконденсатом, находящимися при начальной пластовой температуре.

Паровая зона образуется за счет удельной теплоты парообразования  $c_r$ , что сопровождается конденсацией пара, в результате которой степень сухости пара, равная  $x_n$  на забое нагнетательной скважины, уменьшается в конце паровой зоны до нуля. Принимается, что в паровой зоне испарение легких фракций нефти не происходит, так как они вытесняются из этой зоны горячей жидкостью, движущейся впереди фронта пара. Тогда размер паровой зоны будет определяться величиной расхода пара  $q$ , степенью его сухости, продолжительностью процесса нагнетания  $t_n$ , а также теплофизическими свойствами пласта и окружающих пород.

По лабораторным данным [5, 6] давление в зоне пара по радиусу изменяется незначительно. Поэтому формирование паровой зоны рассматривается как изобарический процесс, совершающийся при давлении, равном давлению нагнетания на забое скважины  $P_n$ . Поскольку в паровой зоне находится влажный пар, то известна температура в этой зоне, которую можно считать также постоянной и равной температуре влажного пара  $T_p$ , соответствующей давлению нагнетания  $P_n$ . Температура в зоне горячей жидкости убывает от температуры пара  $T_p$  до начальной пластовой температуры  $T_0$ . Потерями тепла через кровлю и подошву пласта вначале пренебрегается. При указанных выше предположениях подсчет теплового баланса для элемента объема пласта  $dv=2\pi r h dr$ , выделенного в паровой зоне, приводит к дифференциальному уравнению



$$\frac{\partial x_r}{\partial r} + \frac{2\pi r h c_p \rho_p}{q c_r} \frac{\partial (T - T_0)}{\partial t} = 0 \quad (0 < r < r_p^0) \quad (1.1)$$

$$c_p \rho_p = (1 - m) c_k \rho_k + m s_n c_n \rho_n + m s_w c_w \rho_w + m (1 - s_n - s_w) \rho \left[ \frac{c_r x_c}{T_p - T_0} + (1 - x_c) c_w \right]$$

$$\rho = [x_c v_p + (1 - x_c) v_w]^{-1}$$

где  $c_k, c_n, c_w, \rho_k, \rho_n, \rho_w$  — соответственно удельная теплоемкость и плотность минерала скелета пласта, нефти и воды,  $m, h$  — пористость и толщина продуктивного пласта,  $s_n$  — остаточная нефтенасыщенность,  $s_w$  — водонасыщенность,  $v_w, v_p$  — удельные объемы воды и паровой фазы при давлении  $P_n$ ,  $T$  — температура пласта,  $r_p^0$  — радиус паровой зоны,  $r$  — радиальное расстояние,  $t$  — время,  $x_c$  — осредненная степень сухости пара в паровой зоне, значение которой будет определено ниже.

Аналогично тому, как это принято в приближенном методе последовательной смены стационарных состояний, будем считать, что степень сухости пара в сформировавшейся паровой зоне не зависит от времени. Далее, за время формирования паровой зоны, за которое принимается продолжительность нагнетания пара  $t_n$ , избыточная температура этой зоны  $(T - T_0)$  повышается от 0 до  $(T_p - T_0)$ . При этих условиях в результате интегрирования (1.1) получим

$$x_r = x_n - \frac{\pi h c_p \rho_p (T_p - T_0) r^2}{q c_r t_n} \quad (1.2)$$

Из (1.2) следует, что степень сухости пара убывает пропорционально квадрату радиуса.

Радиус паровой зоны определяется точкой полной конденсации пара. В соответствии с этим, положив в (1.2)  $x_r = 0$ , получим

$$r_p^0 = \sqrt{\frac{q c_r x_n t_n}{\pi h c_p \rho_p (T_p - T_0)}} \quad (1.3)$$

Введя значение  $r_p^0$  согласно (1.3) в (1.2), найдем выражение для степени сухости пара в безразмерной форме

$$x_r = x_n (1 - R^2), \quad R = r / r_p^0 \quad (1.4)$$

Осредненная в пределах паровой зоны степень сухости пара определяется посредством интегрирования (1.4) по  $R$  в пределах от 0 до 1:  $x_c = x_n / 2$ .

2. Определим радиус зоны горячей жидкости  $r_t^0$ . Эта зона образуется за счет физической теплоты парообразования воды, закачанной в пласт в виде пара. Исходя

из этого, можно составить следующее уравнение теплового баланса:

$$\int_{r_p^\circ}^{r_i^\circ} (T-T_0) r dr = \frac{qt_n(i-c_w T_0)}{2\pi h c_p^\circ \rho_p^\circ} \quad (2.1)$$

$$c_p^\circ \rho_p^\circ = (1-m)c_k \rho_k + m s_n c_n \rho_n + m(1-s_n)c_w \rho_w$$

где  $i$  — энтальпия воды при давлении  $P_n$ ,  $T$  — температура в зоне горячей жидкости. Распределение температуры в рассматриваемой зоне согласно [3] определяется выражением

$$T-T_0 = (T_p-T_0) \left( \frac{(r_i^\circ)^2 - r^2}{(r_i^\circ)^2 - (r_p^\circ)^2} \right)^{1/2} \quad (r_p^\circ \leq r \leq r_i^\circ). \quad (2.2)$$

Выполнив в (2.1) интегрирование с учетом (2.2), получим

$$r_i^\circ = \sqrt{\frac{5qt_n(i-c_w T_0)}{\pi h c_p^\circ \rho_p^\circ (T_p-T_0)} + (r_p^\circ)^2} \quad (2.3)$$

Выше при выводе расчетных формул пренебрегали потерями тепла через кровлю и подошву пласта. Эти потери можно учесть посредством введения коэффициента теплоиспользования  $\eta$ , выражающего отношение количества тепла, аккумулированного в пласте, к суммарному его количеству, введенному в пласт. Следовательно, доля тепловых потерь будет равна разности  $(1-\eta)$ . Поскольку суммарное количество тепла, введенное в пласт, составляет  $qt_n(c_r x_n + i - c_w T_0)$ , то потери тепла через кровлю и подошву определяются выражением

$$Q = qt_n(c_r x_n + i - c_w T_0)(1-\eta) \quad (2.4)$$

Внося в (1.3) поправку (2.4), получим формулу для определения радиуса зоны пара с учетом потерь тепла через кровлю и подошву

$$r_p = \sqrt{\frac{qt_n c_r x_n - Q}{\pi h c_p \rho_p (T_p - T_0)}} \quad (Q < qt_n c_r x_n)$$

Для вычисления радиуса горячей жидкости с учетом указанных потерь тепла, который обозначим через  $r_i$ , следует в (2.3) положить  $r_p^\circ = r_p$ .

Коэффициент теплоиспользования определяется формулой [7]

$$\eta = \frac{1}{\beta^2} \left[ \exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad \beta = \frac{2\sqrt{\lambda c_r t_n}}{c_c \rho_c h}, \quad c_c \rho_c = 0,5(c_p \rho_p + c_r^\circ \rho_p^\circ)$$

где  $\lambda$ ,  $c$ ,  $\rho$  — теплопроводность, удельная теплоемкость и плотность окружающих продуктивных пласт пород.

Как показано в работе [7], значения коэффициента  $\eta$ , вычисленные по этой формуле, хорошо согласуются с экспериментальными данными.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1977. 239 с.
2. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. М.: Недра, 1969. 256 с.
3. Золотухин А. Б., Малофеев Г. Е. Определение температурного поля пласта при нагнетании в него водяного пара. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1975, № 10, с. 35–39.
4. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 346 с.
5. Малофеев Г. Е., Кеннави Ф. А., Шейнман А. Б. Экспериментальное исследование нагревания пласта при радиальном течении водяного пара. — Нефтяное хозяйство, 1969, № 6, с. 46–50.
6. Дубов В. И., Кочешков А. А., Лисицын В. М. Особенности вытеснения нефти оторочкой пара. — Нефть. хоз-во, 1972, № 9, с. 39–43.
7. Малофеев Г. Е., Кеннави Ф. А. Сравнительная оценка формул для расчета нагревания пласта при нагнетании в него водяного пара. — Нефть. хоз-во, 1969, № 11, с. 36–40.

Москва

Поступила в редакцию  
7.VIII.1984