УДК 536.242: 622

Н.Н.СМИРНОВА
Факультет фундаментальных и гуманитарных дисциплин,
доцент кафедры общей и технической физики
Н.О.ЙИМУ
Геолого-разведочный факультет,
группа НГ-03

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Одним из способов интенсификации добычи нефти является нагнетание пара в нефтяной пласт. Эффективность процесса в целом зависит от полноты полезно используемой в пласте теплоты. Одним из важнейших параметров процесса паротеплового воздействия является количество тепла, непосредственно поступающего в нефтяной пласт. Для его определения необходимо знать тепловые потери в наземных коммуникациях и скважинах, а также потери, связанные с теплообменными процессами пласта и вмещающих пород. Высокая неоднородность нефтяных залежей затрудняет применение непрерывного нагнетания пара в пласт. В связи с нестационарностью теплообменных процессов в таких условиях определяющим фактором для теоретического анализа теплопотерь будет время прогрева пласта до заданной температуры. В работе представлены основные положения методики оценки теплопотерь и результаты определения зависимости времени прогрева пласта от температуры нагнетаемого пара.

One of the methods to intensify oil extraction is injection of water steam in oil beds. Efficiency of this process as a whole depends on the quantity of useful heat used in the oil bed. One of the most important parameters of the thermal-steam formation treatment is the quantity of heat directly delivered to the oil bed. For its determination it is necessary to know the thermal energy loss in the ground communications and oil wells, as well as losses connected with the thermal exchange processes in the oil bed and the surrounding rocks. High non-uniformity of oil reservoirs makes application of continuous steam injection in oil beds more complicated. Time necessary for the formation heating up to the given temperature is the determining factor for theoretical analysis of heat losses in connection of non-stationary heat exchange process in such conditions. Main principles of the method to estimate heat losses as well as the results obtained from the determination of the dependence between the time necessary to heat the oil bed to the given temperature and the steam temperature are presented in this work.

Паротепловой метод воздействия на нефтяные пласты [1, 2] позволяет существенно повысить нефтеотдачу. Такой метод интенсификации добычи нефти применяют, например, на Южно-Сахалинском месторождении тяжелых нефтей. Принятая там система разработки – площадная пятиточечная. Каждый модуль состоит из четырех добычных скважин и одной нагнетательной.

Эффективность процесса в целом зависит от отношения количества полезно используемой в пласте теплоты к количеству первоначально затраченной на ее выработку.

Одним из важнейших параметров процесса паротеплового воздействия является количество тепла, непосредственно поступающего в нефтяной пласт. Поэтому для определения количества тепла, поступающего в пласт, необходимо знать тепловые потери в наземных коммуникациях и в скважинах, потери через подошву и кровлю в окружающие породы.

Относительная часть энергии, полученная от парогенератора и поступившая в пласт, определяется следующем образом: $\eta_п = 1 - (\eta_{пг} + \eta_{тр} + \eta_{скв} + \eta_{кр})$.

Виды потерь в долях относительно количества тепла, полученного от парогенератора, показаны на рис.1.

Также к потерям нужно отнести тепло, затраченное на прогрев твердой фазы (скелета) коллектора. Если долю теплоты, затраченной на прогрев содержащейся в нем нефти, считать полезно используемой, то доля тепловой энергии, необходимой для прогрева скелета пласта $\eta_{ск}$, является потерями. Зная долю тепла, поступившего в пласт $\eta_{п}$,

$$\eta_{ск} = \frac{\eta_{п} C_{ск} (1 - m)}{C_{п}},$$

где $C_{ск}$ – объемная теплоемкость скелета; $C_{п}$ – объемная теплоемкость пласта; m – пористость коллектора.

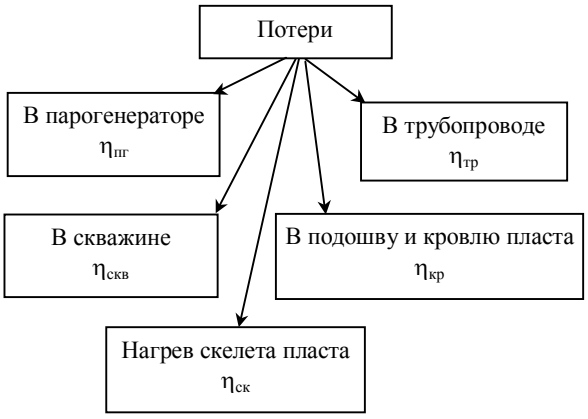


Рис.1. Виды теплопотерь

Обычно при нормальном режиме работы потери теплоты в парогенераторе являются постоянными. Потери в трубопроводе также практически постоянны. При больших расходах пара они определяются толщиной стенки трубы и изоляции по известным зависимостям для стационарного теплообмена [4]. Остальные виды потерь зависят от времени и являются нестационарными.

В стволе скважины нестационарный теплообмен происходит между нагнетательным агентом и горными породами. Потери теплоты в окружающие породы в первоначальный период закачки теплоносителя весьма значительны, но с течением времени они снижаются по логарифмическому закону [1, 3]. Тепловые потери находятся в прямой зависимости от теплопроводности горных пород и разности температур между теплоносителем и окружающими породами. При малых расходах нагнетаемого агента и больших глубинах потери достигают значительных величин. Для уменьшения потерь пар необходимо закачивать с максимально возможной скоростью.

Потери в кровлю и почву пласта также зависят от времени. Для наиболее простого случая маломощных пластов при усреднении температуры по сечению пласта эти потери определяются по методам, предложенным в работах [3-5].

Особые трудности применения непрерывного нагнетания пара в пласт, а также трудности теоретического анализа теплообменных процессов, связаны с высокой неоднородностью нефтяных залежей.

Продолжительность операции прогрева, а следовательно и количество тепла, введенного в пласт, зависит от требуемой температуры прогрева коллектора. Поэтому основная часть методики – это определение времени прогрева непроницаемых пропластков до заданной температуры.

Минимальная температура на забое эксплуатационной скважины и в центре непроницаемых пропластков определяется температурой плавления парафино-смолисто-асфальтеновых веществ и принята $T = 50$ °С.

Исследование процесса нестационарного сопряженного теплообмена в неоднородном коллекторе осуществлялось с использованием подхода, предложенного и развитого в работах [3, 6, 7].

Сложный микро- и макропористый коллектор предлагается моделировать системой чередующихся проницаемых и непроницаемых пропластков (рис.2).

Математическая постановка задачи. Дифференциальное уравнение баланса тепла для средней по сечению проницаемого пласта безразмерной температуры единицы объема жидкости:

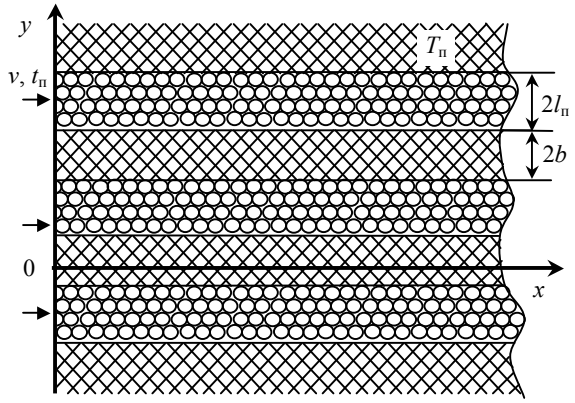


Рис.2. Физическая модель нестационарного теплообмена при фильтрации слоисто-неоднородного пласта

$$c_ж \rho_ж \frac{\partial \theta}{\partial \tau} + c_ж \rho_ж u \frac{\partial \theta}{\partial x} = \sigma q_1 + q_2 / b \,,$$

где q_1 – удельный тепловой поток к поверхности частиц пористого слоя; q_2 – удельный тепловой поток к непроницаемым прослойкам; q_1 и q_2 определяются из решения соответствующих задач теплопроводности для шара и пластины с учетом конечной скорости межфазного теплообмена и переменной во времени температуры окружающей среды.

Начальные и граничные условия: $\theta = 1$ при $x = 0$; $\theta = 0$ при $\tau^* = \tau - x/u \le 0$.

Решение для температуры жидкой фазы

$$\theta = 1 - \frac{1}{2}\left\{ erfc\left[\frac{\mathrm{Fo}^* - AG_п X}{2\sqrt{BG_п X}}\right] + e^{\left(A/B\right)\mathrm{Fo}^*} erfc\left[\frac{\mathrm{Fo}^* + AG_п X}{2\sqrt{BG_п X}}\right]\right\}.$$

Безразмерные переменные $\mathrm{Fo}^* = \mathrm{Fo} - X$; $\mathrm{Fo} = \dfrac{a_п \tau}{l^2}$; $X = \dfrac{a_п x}{l^2 u}$.

$$A = A_г \frac{G_г}{G_п} + A_п; \quad B = B_г \frac{G_г}{G_п}\frac{\tau_г}{\tau_п} + B_п.$$

Для температуры слабопроницаемого слоя получено двумерное решение

$$\vartheta(\mathrm{Fo}^*, \mathrm{X}, Y) = \theta(\mathrm{Fo}^*, X) - K_1 \frac{\partial \theta}{\partial \mathrm{Fo}^*} + \mathrm{K}_2 \frac{\partial^2 \theta}{\partial \mathrm{Fo}^{*2}};$$

$$K_1 = \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^{n+1} \frac{2\mathrm{Bi}_n \sqrt{\mathrm{Bi}_n^2 + \mu_n^2}\cos(\mu_n Y)}{\mu_n^3\left(\mathrm{Bi}_n^2 + \mathrm{Bi}_n + \mu_n^2\right)};$$

$$K_2 = \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^{n+1} \frac{2\mathrm{Bi}_n \sqrt{\mathrm{Bi}_n^2 + \mu_n^2}\cos(\mu_n Y)}{\mu_n^5\left(\mathrm{Bi}_n^2 + \mathrm{Bi}_n + \mu_n^2\right)},$$

где μ_n, β_n – корни соответствующих характеристических уравнений. Коэффициенты $A_ч$, $B_ч$, $A_п$, $B_п$ и K_1, K_2 определяются по таблицам работы [7] для граничных условий III рода.

Изменение безразмерной температуры в слабопроницаемых пропластках показано на рис.3.

По значениям безразмерных параметров определялось время достижения данной температуры в центре пропластков, т.е. время прогрева.

При вычислениях использованы следующие исходные данные.

Заданная температура в центре пропластков $T = 50$ °С. Температура пород на данной глубине $T_п = 20$ °С. Температура нагнетаемого пара от $t_п = 120$ до 270 °С. Толщина пропластков $b = 0{,}3$ м. Толщина коллектора $h = 10$ м. Длина зоны фильтрации $l = 100$ м. Расход пара $W_п = (100 \div 400)$ т/сут = $= (0{,}85 \div 3{,}4)$ м^3/с. Безразмерная температура в центре пропластков $\vartheta = (T - T_п)/(t_п - T_п) = 0{,}3 \div 0{,}12$.

Значения теплофизических свойств пара сильно зависят от температуры, поэтому значения безразмерных комплексов, определяющих процесс, также изменялись в широких пределах.

При $\vartheta = 0{,}3$, $t_п = 270$ °С, $G_п X = 20 \div 80$. При $\vartheta = 0{,}12$, $t_п = 120$ °С, $G_п X = 1 \div 3$; $G_п X$ – параметр, зависящий от теплофизических свойств и геометрических размеров элементов пласта.

На рис.4 представлены результаты расчетов времени прогрева пласта от температуры пара. Полученные данные о времени прогрева пласта используются при оценке всех остальных видов потерь тепла.

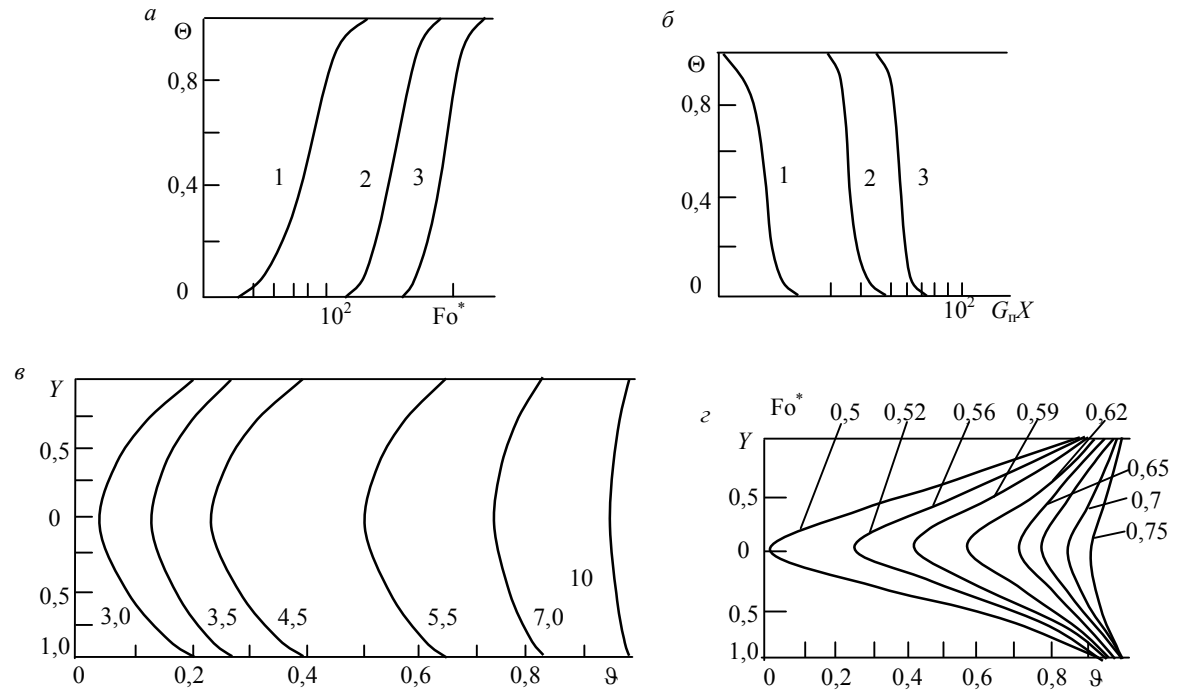


Рис.3. Изменение температуры слабопроницаемого пропластка *а*: 1, 2, 3 – $G_пX = 50, 100, 150$ соответственно; *б*: 1, 2, 3 – $Fo^* = 70, 150, 230$ соответственно; *в*, *г*: $G_пX = 3$

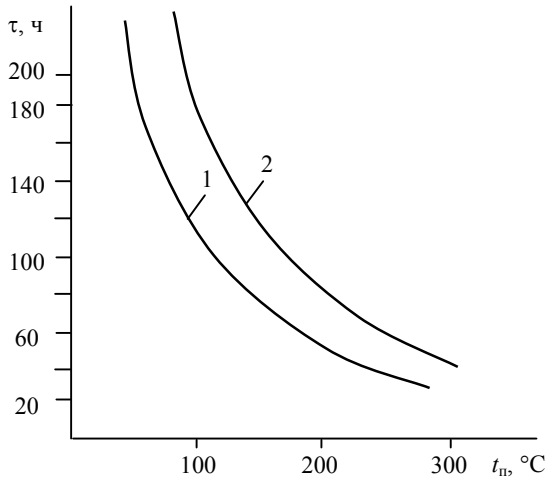


Рис.4. Зависимость времени прогрева пласта от температуры пара
1 – $W = 400$ м^3/ч; 2 – $W = 100$ м^3/ч

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аренс В.Ж.* Скважинная добыча полезных ископаемых. М.: Недра, 1986.

2. *Байбаков Н.К.* Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н.К.Байбаков, А.Р.Гарушев. М.: Недра, 1977.

3. *Дядькин Ю.Д.* Геотермальная теплофизика / Ю.Д.Дядькин, С.Г.Гендлер, Н.Н.Смирнова. СПб: Наука, 1993.

4. *Кутателадзе С.С.* Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. М.: Энергоатомиздат, 1990.

5. Смирнова Н.Н. Оценка теплопотерь в канале газификации / Н.Н.Смирнова, В.Б.Соловьев // Физические процессы горного призводства. Вып.12 / Ленинградский горный ин-т. Л., 1982.

6. *Смирнова Н.Н.* Решение уравнений переноса тепла при фильтрации методом сведения к эквивалентному уравнению теплопроводности // Физическая гидродинамика и теплообмен. 1978. № 3.

7. *Смирнова Н.Н.* Нестационарный теплообмен при фильтрации в гетерогенных средах. СО АН СССР. Новосибирск, 1990.

8. *Шейнман А.Б.* Воздействие на пласт теплом при добыче нефти / А.Б.Шейнман, Г.Е.Малофеев, А.И.Сергеев. М.: Недра, 1969.